

Contrato BR-T1422-P002

Implementação de tecnologias inovadoras para melhoria de
qualidade da distribuição considerando resiliência às mudanças
climáticas

Relatório Final

Maio/2021

Preparado para:



Implementação de tecnologias inovadoras para melhoria de qualidade da distribuição considerando resiliência às mudanças climáticas

Relatório Final

Revisão: 2

Histórico de revisões:

Data	Versão	Descrição	Autor(es)
10/05/2021	1	Versão inicial	Sinapsis, Climatempo
14/06/2021	2	Versão revisada	Sinapsis, Climatempo

Sumário

1.	Introdução	6
2.	Cronograma do Projeto	8
3.	Metodologia	11
3.1.	Área de estudo	13
3.2.	Metodologia de estudos de modelos climáticos	13
3.3.	Metodologia de análise de dados	14
4.	Revisão bibliográfica	16
4.1.	Definição do conceito de resiliência	16
4.2.	Tecnologias e soluções para uma rede mais resiliente	20
4.2.1.	Resiliência de infraestrutura	21
4.2.2.	Resiliência operacional	23
4.3.	Regulação e legislação internacional relativas à qualidade do serviço e resiliência	27
4.3.1.	Reino Unido	27
4.3.2.	Chile	30
4.3.3.	EUA - Flórida	31
4.3.4.	Japão	36
5.	Projeções de parâmetros climáticos para a região Sul do Brasil	40
5.1.	Análise histórica dos indicadores de qualidade e clima	42
5.2.	Validação do modelo climático	44
5.2.1.	Precipitação	45
5.2.2.	Velocidade do vento	46

5.3. Análise das projeções futuras	47
5.3.1. Precipitação	48
5.3.2. Velocidade do vento	51
6. Análise dos relatórios de ISE	55
7. Estudo de correlação entre indicadores de qualidade de fornecimento, variáveis climáticas e padrões construtivos de rede	64
7.1. Clusterização das quadrículas	64
7.2. Estudo de esforços mecânicos nas redes de distribuição	72
7.2.1. Estudo de caso	75
7.2.2. Recomendações	81
7.3. Diagnósticos de robustez e capacidade de recuperação das redes	82
7.4. Estudo de correlação entre padrões de rede e indicadores de continuidade	87
8. Identificação de regiões críticas para investimentos em resiliência	90
8.1. Contabilização de trechos com tramos críticos em relação ao vento	90
8.1.1. Análise para carregamento igual a 100% da carga nominal	91
8.1.2. Análise para carregamento igual a 200% da carga nominal	93
8.2. Metodologia para análise das características das redes	95
8.3. Resultados da avaliação dos clusters	97
8.4. Avaliação técnica e econômica de futuros investimentos	99
8.4.1. Comportamentos médios	100
8.4.2. Obtenção dos custos	100
8.4.3. Definição do número de equipamentos adicionais necessários	101

8.4.4. Simulação e obtenção dos resultados para cada empresa	102
8.5. Estudo de caso	106
9. Sugestões de tecnologias que podem ser aplicadas no Brasil e contribuições regulatórias	110
9.1. Reforço de rede	111
9.2. Flexibilidade do sistema	113
9.3. Intensificação da eficácia de restauração	114
10. Conclusão	117
11. Referências bibliográficas	120

1. Introdução

A preocupação com as mudanças climáticas vem sendo muito discutida ao redor do mundo nas últimas décadas, tanto no meio científico, quanto pela mídia e tomadores de decisão. No entanto, muitas das informações repassadas à sociedade e aos gestores públicos são repletas de imprecisões, o que dificulta o discernimento quanto às certezas e incertezas com relação às variações do clima presente, assim como as futuras (MARENGO et al., 2007).

É fato que ao longo de análises climatológicas históricas sempre se identificou variações naturais. Mas, de acordo com diversos estudos realizados, foi constatado que emissões excessivas de dióxido de carbono, metano e óxido nitroso vêm contribuindo para mudanças permanentes e irreversíveis no clima, o que acaba por gerar novos padrões do regime do vento, temperatura, pluviosidade e circulação dos oceanos (IPCC, 2001).

Com o intuito de realizar estudos sobre as mudanças climáticas e propor cenários de alterações, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA) e a Organização Meteorológica Mundial (OMM) estabeleceram em 1988 o Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas (IPCC). De acordo com relatos do IPCC (2007) o período de 1980 a 1999 passou por um aumento na temperatura média da superfície global de 3°C, sendo que até o final do século XXI, estima-se que este aumento poderá variar entre 2°C e 4,5°C.

Neste cenário, são previstas alterações relacionadas às mudanças na frequência, na distribuição espacial e temporal e na intensidade dos regimes de vento, temperatura, precipitação e circulação dos oceanos (IPCC, 2001, 2014; DKKV e UNISDR, 2010), que afeta, por sua vez, o desenvolvimento humano, a economia, como o setor energético - em específico nas redes de distribuição de energia, e a segurança da manutenção da vida (UN-WATER, 2010; ASSAD et al., 2013).

Dentre outras alterações conhecidas que podem afetar as redes, destacam-se o aumento das temperaturas máximas regionais, a intensidade dos ventos, a radiação solar, a densidade do ar, a intensidade e a frequência das chuvas e descargas atmosféricas, entre outras. Mudanças climáticas podem, então, provocar no sistema

aumento de contingências, aumento de perdas elétricas, redução de confiabilidade e elevação nos custos de implantação de novos projetos.

A ANEEL exige que as distribuidoras de energia mantenham um padrão de continuidade (período sem interrupção no fornecimento de energia elétrica) e, dessa forma, designa limites para os indicadores coletivos de continuidade, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), conforme definido no Módulo 8 do PRODIST. Os limites para a continuidade do fornecimento são avaliados pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos. Cada conjunto possui um limite de continuidade previamente definido.

O desalinhamento dos incentivos para os investimentos em resiliência e confiabilidade, em um contexto de aumento dos eventos HILF (*High Impact, Low Frequency*), dificulta a melhoria da qualidade no fornecimento e oferece riscos às prestadoras de serviços, dos quais se destacam: possibilidade de não reconhecimento dos investimentos como prudentes; interrupção/caducidade/não renovação da concessão; e insustentabilidade da operação.

As mudanças climáticas poderão trazer implicações ambientais, sobretudo ao setor energético, alterando seus aspectos que, conseqüentemente, trarão problemas para as empresas públicas e privadas. Sendo assim, será relevante orientar os investimentos a serem realizados pelas distribuidoras, por meio de propostas para novos projetos e tecnologias, onde as redes possam ser mais resilientes ao clima, vegetação e desastres naturais no cenário de mudanças climáticas.

Ante ao exposto, o projeto propõe desenvolver um estudo de viabilidade para a implementação de tecnologias inovadoras em redes de distribuição de forma a melhorar a qualidade da energia (frequência e duração das interrupções) e tornar as redes elétricas mais resilientes às mudanças climáticas.

2. Cronograma do Projeto

A Figura 2.1 apresenta o cronograma do projeto. O **Relatório Final** tem como objetivo consolidar os resultados obtidos em todas as 5 atividades da proposta técnica.

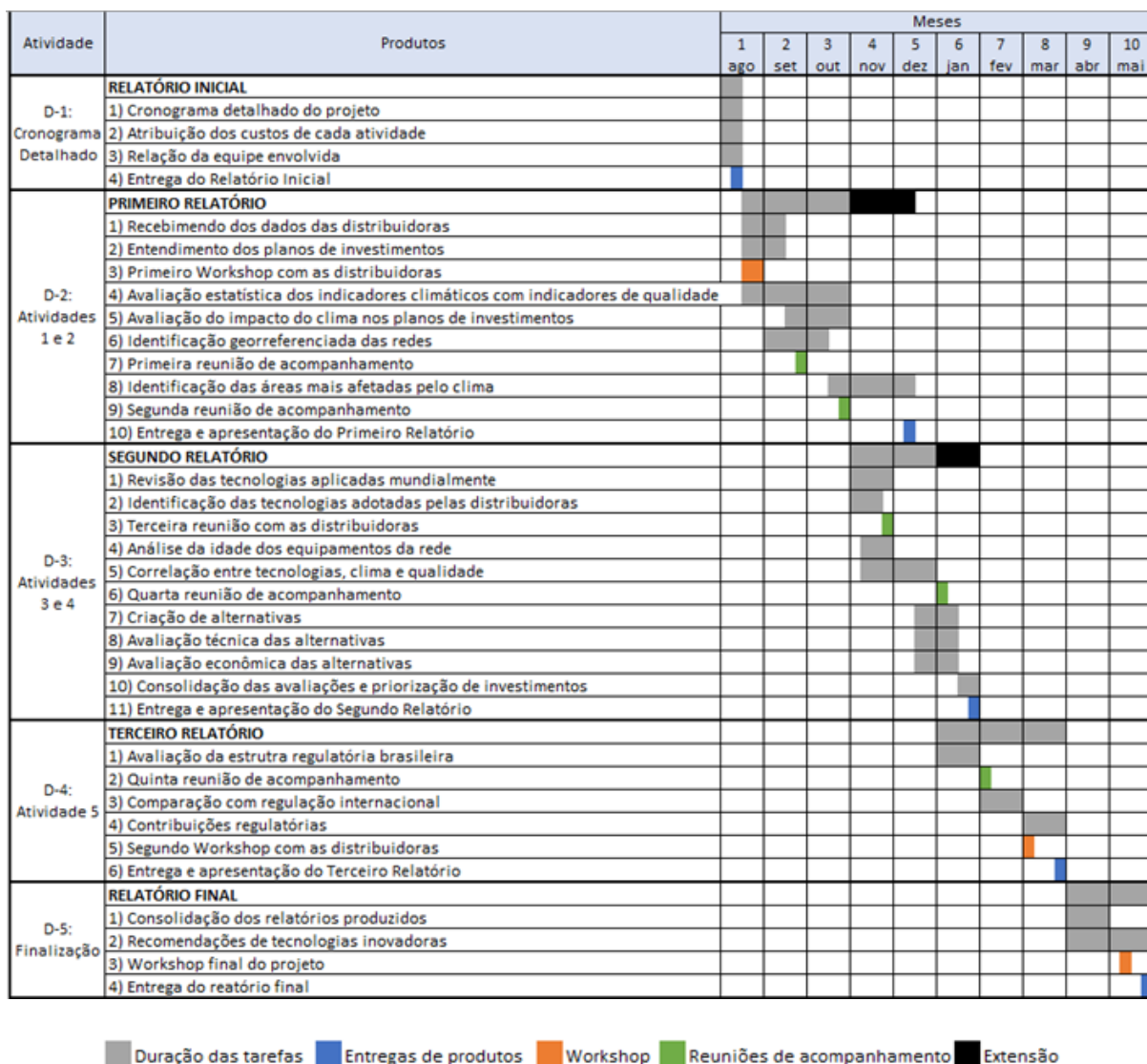


Figura 2.1: Cronograma do projeto

A metodologia geral desenvolvida no projeto é descrita em detalhes na **Seção 3**. Os resultados consolidados neste relatório são subdivididos nas seções de resultados descritas abaixo:

- **Revisão bibliográfica**

Introdução do conceito de resiliência de redes de distribuição, apresentando as principais tecnologias utilizadas internacionalmente a fim de se melhorar indicadores

de qualidade das redes elétricas e aumentar a resiliência da rede frente a eventos climáticos severos (**Seção 3.1 do Segundo Relatório**). Além disso, é realizada uma análise da regulação e legislação internacional em países que possuem abordagens relativas à regulação da qualidade e de resiliência (**Seção 4 do Terceiro Relatório**).

- **Projeções de parâmetros climáticos para a região Sul do Brasil**

Descrição de diferentes modelos climáticos e apresentação dos principais resultados de velocidade de vento e volume de precipitação projetados para as próximas décadas na região Sul (**Seção 3 do Primeiro Relatório**).

- **Análise dos relatórios de Interrupção em Situação de Emergência (ISE)**

Avaliação dos relatórios de eventos que geraram ISE nas áreas de concessão da CEEE, CELESC e COPEL nos últimos anos, concentrando-se na quantificação do impacto causado pelas interrupções e nos tempos de restabelecimento da rede elétrica. Os resultados obtidos são sintetizados pela construção de um trapézio de resiliência para cada uma das distribuidoras (**Seção 3.2 do Segundo Relatório**).

- **Estudo de correlação entre indicadores de qualidade de fornecimento, variáveis climáticas e padrões construtivos da rede**

Em virtude do conhecido impacto de variáveis climáticas sobre a rede de distribuição, apresenta-se um estudo dos esforços mecânicos decorrente principalmente, mas não exclusivamente, da ação do vento nos equipamentos (**Seção 3.4 do Segundo Relatório**).

O levantamento de parâmetros de robustez (idade, CAPEX, chaves NA e NF) e de capacidade de recuperação das redes (relogadores, chaves automatizadas, chaves VIS, equipes alocadas e TMA) (**Seção 3.6 do Segundo Relatório**) é utilizado como insumo para análises de correlação a fim de se entender quais são os parâmetros de maior impacto para os indicadores de continuidade (**Seção 3.7 do Segundo Relatório**).

É importante destacar que o estudo de correlação proposto utiliza como ponto de partida a clusterização das quadriculas, que levou em consideração os diferentes tipos de investimentos planejados entre os anos de 2019 e 2029, os indicadores de continuidade das redes, distribuições de clientes, equipamentos e energia e, por fim,

os indicadores de precipitação e velocidade do vento presentes e projeções para a próxima década (**Seção 4.4 do Primeiro Relatório**).

- **Apresentação de metodologias e resultados do estudo de identificação de regiões críticas para investimento em resiliência**

A partir do estudo dos esforços mecânicos nas redes de distribuição (**Seção 3.4 do Segundo Relatório**), são identificadas espacialmente os tramos mais suscetíveis a avarias e colapso estrutural, que devem servir de pontos de atenção aos planejadores (**Seção 3.5 do Segundo Relatório**). Uma vez obtida a correlação entre os indicadores de continuidade da rede, as tecnologias utilizadas pelas empresas e a resiliência da rede frente a eventos climáticos, avalia-se, a partir da criação de cenários, os efeitos da implementação de melhorias tecnológicas nas redes. Para tal, inicialmente são descritas as premissas e metodologia para se avaliar o impacto de parâmetros de rede nos indicadores de continuidade (**Seção 4.1 do Segundo Relatório**). Em seguida, são apresentados os resultados do estudo de regressão linear para cada empresa (**Seção 4.2 do Segundo Relatório**) e cenários de investimentos que podem ser realizados em cada região, a fim de se melhorar a resiliência das redes, estimando-se um impacto de benefício técnico e econômico (**Seção 4.3 do Segundo Relatório**). Encerra-se a seção com a apresentação de um estudo de impacto de melhoria dos indicadores, via software SINAPgrid, a partir da alocação de chaves religadoras em redes selecionadas (**Seção 4.4 do Segundo Relatório**).

- **Sugestões de tecnologias que podem ser aplicadas no Brasil e contribuições regulatórias**

Identificação das principais tecnologias que podem ser aplicadas para a melhoria da resiliência de rede em contexto nacional, considerando abordagens tradicionais já existentes e conceitos emergentes internacionalmente (**Seção 3.1 do Segundo Relatório**). Do ponto de vista regulatório, apresentam-se análises e contribuições relativas a medidas de reforço de rede, incentivos para desenvolvimento de maior flexibilidade do sistema e intensificação da eficácia da restauração (**Seção 5 do Terceiro Relatório**).

3. Metodologia

Este projeto tem como propósito a análise de viabilidade de aplicação de novas tecnologias nas redes de distribuição, a fim de torná-las mais resilientes às variações climáticas. Para isso, foram utilizadas diversas fontes de dados e técnicas estatísticas para avaliação das atuais tecnologias e correlação entre equipamentos e indicadores de continuidade das redes da região Sul do país. Para isso, o projeto foi dividido em cinco relatórios, sendo as atividades realizadas em cada um deles descritas a seguir:

Relatório Inicial: apresentação de cronograma detalhado e equipe envolvida em cada atividade do projeto.

Primeiro Relatório: visão geral das redes de distribuição e impactos climáticos e metodologia para definição dos conjuntos elétricos mais críticos

- Obtenção de dados;
- Validação do Hindcast;
- Análise dos cenários futuros;
- Importação da BDGD e identificação georreferenciada dos equipamentos das empresas;
- Determinação de quadriculas das áreas de concessão e análise dos equipamentos associados;
- Cálculo/tratamento dos indicadores de qualidade da rede para cada quadricula;
- Cruzamento entre as informações dos eventos climáticos com os indicadores de continuidade da rede;
- Identificação das áreas que são mais afetadas pelos efeitos climáticos.

Segundo Relatório: identificação de potenciais tecnologias para melhorar a qualidade da energia e avaliação técnica e econômica das potenciais tecnologias

- Revisão das tecnologias utilizadas internacionalmente a fim de se melhorar indicadores de qualidade das redes elétricas e aumentar a resiliência da rede frente a eventos climáticos severos;
- Identificação das tecnologias atualmente utilizadas pelas distribuidoras;
- Análise de correlação entre tecnologia do equipamento, clima e qualidade de serviço;

- Criação de alternativas a partir das tecnologias descritas;
- Avaliação econômica das alternativas, calculando o retorno financeiro esperado de acordo com metodologia estabelecida pela ANEEL.

Terceiro Relatório: análise regulatória nacional e internacional

- Análise da atual regulação e legislação do Brasil referente à possibilidade de aplicação ou restrição das variáveis climáticas nos indicadores de qualidade, analisando-se mais detalhadamente o PRODIST (Módulo 8) da ANEEL, na parte referente à qualidade do serviço;
- Análise da atual regulação tarifária – PRORET – Sub Módulo 2.3 – Base de Remuneração Regulatória, Sub Módulo 2.2 – Custos Operacionais, perdas e receitas irrecuperáveis e Sub Módulo 2.5 – Fator X, no que se refere ao Fator Q - de qualidade;
- Análise da regulação e legislação internacional, em países que possuem arcabouço regulatório semelhante ao aplicado no Brasil pela ANEEL.

Relatório Final: consolidação dos resultados obtidos no projeto e contribuições finais.

A Figura 3.1 apresenta o fluxograma de atividades realizadas durante o projeto e a interligação entre cada estudo.

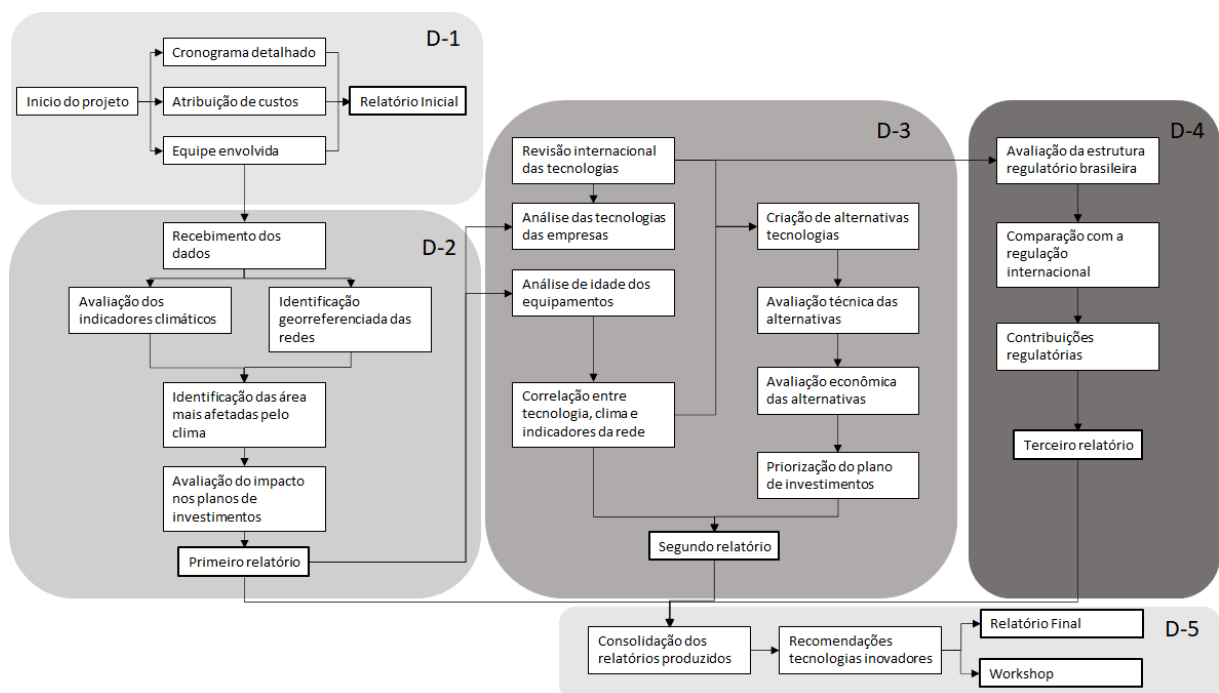


Figura 3.1: Fluxograma de atividades executadas

3.1. Área de estudo

A região Sul do Brasil é composta pelos estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Com uma área de 576 mil quilômetros quadrados e uma população de quase 30 milhões de pessoas, é a menor região geográfica do país. A região Sul localiza-se quase inteiramente na região temperada (com exceção do extremo norte do Paraná), com clima conhecido como subtropical, com temperaturas que costumam ficar abaixo dos termômetros do restante do Brasil. O relevo sulista constitui-se principalmente de duas diferentes divisões do planalto brasileiro: planalto cristalino e planalto meridional. A vegetação sulista é bastante variada, encontrando-se a devastada Mata das Araucárias nas regiões mais frias, além dos campos limpos e pampa gaúcho. No litoral, encontra-se uma minoria de vegetação costeira, que se divide desde mangues até restingas. As duas principais bacias hidrográficas são a Bacia do Paraná e a Bacia do Uruguai. Essa região também é um centro econômico, com diversas atividades: indústria, turismo, agricultura, agroindústria e serviços. Segundo o Portal da Indústria, esses três estados respondem por 28% das indústrias do país.

3.2. Metodologia de estudos de modelos climáticos

Os Modelos Climáticos Globais (MCG) são as principais ferramentas utilizadas para projetar o clima futuro. Estes modelos utilizam cenários possíveis de evolução econômica, populacional, de uso da terra e das condições atmosféricas, para criar forçantes climáticas e contar sua história sobre o clima das próximas décadas.

A complexidade e o custo computacional das simulações de um MCG limitam sua resolução espacial, que varia entre 100 e 200 km. Esta escala não atende às principais demandas da sociedade, que busca compreender localmente os impactos e as vulnerabilidades decorrentes das mudanças climáticas. Para suprir essa necessidade, os MCGs passam por um refinamento espacial, que é feito por meio dos Modelos Climáticos Regionais (MCR).

Neste estudo, utiliza-se o modelo climático HADGEM2-ES, para os cenários RCP 4.5 e RCP 8.5 do AR5/IPCC, que foi refinado para uma grade de 20 Km através do modelo regional Eta. Estas rodadas foram realizadas no CPTEC/INPE e estão disponíveis

para o uso público. A metodologia de trabalho é baseada nas publicações de Chou et al. (2014 a e b), Reboita et al. (2018) e Jong et al. (2019).

3.3. Metodologia de análise de dados

Para um planejamento mais assertivo, é necessário analisar os cenários de mudanças climáticas e as características climáticas de cada região, que neste caso de estudo concentram-se na região sul do país. Cada conjunto elétrico possui uma particularidade, tanto elétrica, quanto climática, e tudo isso deve ser levado em consideração. Segundo o trabalho de Rosa (2019), os limites para os indicadores de qualidade da distribuição de energia são calculados a partir de agrupamentos de conjuntos elétricos semelhantes, mas utilizam atributos elétricos e quantidade de consumidores. Para refletir este limite nos cenários de mudanças climáticas, e assim poder capturar as características climáticas de cada região, é necessário o acréscimo de outros atributos nesse cálculo, como por exemplo, distribuição de ventos e precipitação para cada conjunto elétrico. O envelhecimento dos ativos de rede deve também ser representado, pois a idade do ativo pode representar uma tendência maior a falhas.

A metodologia de trabalho para que essas análises possam ser feitas é baseada em dois princípios: uso de informação georreferenciada e análise estatística dos dados referentes a redes e as condições climáticas. Inicialmente, as informações de redes são obtidas via BDGD, e transformadas em informações georreferenciadas de maneira a caracterizar as redes elétricas em quadrículas compatíveis com as informações climáticas. Assim a micro informação será dada por quadrículas, podendo haver diversas quadrículas por conjunto elétrico. As informações da BDGD permitem identificar de maneira única os ativos da rede MT para cada quadrícula, bem como as informações de DIC e FIC dos consumidores atrelados geograficamente à rede elétrica, permitindo assim calcular o DEC e FEC de cada uma das quadrículas, além de características como número de transformadores, tipo de transformadores, quantidade de rede e qualidade da rede (bitolas de cabos, postes entre outras informações pertinentes). Através dessas informações é feita a análise estatística e de correção de informação. O resultado é a caracterização do impacto dos eventos climáticos no tipo de rede e na qualidade. A Figura 3.2 exemplifica as bases de dados utilizadas no modelo e suas interligações.



Figura 3.2: Informações utilizadas no modelo

Assim, com a criação de um base de dados relacional por quadrículas, procura-se com este estudo identificar correlações entre os parâmetros de clima, rede e investimentos. Para isso, foram aplicadas técnicas de correlação e clusterização, utilizando informações consideradas relevantes para a resiliência das redes de distribuição.

4. Revisão bibliográfica

Nesta seção de revisão bibliográfica, busca-se introduzir o conceito de resiliência de redes de distribuição, apresentando as principais tecnologias utilizadas internacionalmente a fim de se melhorar indicadores de qualidade das redes elétricas e aumentar a resiliência da rede frente a eventos climáticos severos (**Seção 3.1 do Segundo Relatório**). Além disso, é realizada uma análise da regulação e legislação internacional em países que possuem abordagens relativas à regulação da qualidade e de resiliência (**Seção 4 do Terceiro Relatório**).

4.1. Definição do conceito de resiliência

O conceito de resiliência é bastante amplo e sua aplicabilidade não é restrita ao setor elétrico, sendo adaptável a quase qualquer campo de interesse. De maneira sucinta, resiliência é a capacidade de um sistema de absorver e de se recuperar rapidamente a uma perturbação (JUFRI et al., 2019; BHUSAL et al., 2020). Uma rede elétrica resiliente pode ser definida como aquela que possui quatro propriedades fundamentais: antecipação, absorção, recuperação e adaptabilidade após eventos extremos (CABINET OFFICE, 2011; BIE et al., 2017).

De maneira mais detalhada:

- Antecipação: é a aptidão de se evitar danos causados por eventos climáticos extremos;
- Absorção: é a capacidade de se minimizar os efeitos dos eventos severos;
- Recuperação: remete à habilidade de reconstrução das funcionalidades danificadas pelo evento climático;
- Adaptabilidade: é o processo de incremento da capacidade do sistema a partir dos aprendizados decorrentes dos resultados de eventos passados (JUFRI et al., 2019).

Nos últimos anos, iniciativas voltadas à adoção de medidas para fortalecer a rede elétrica contra eventos climáticos de alta intensidade e baixa probabilidade (High Intensity, Low Frequency – HILF) têm ganhado destaque entre diferentes agentes do setor (CABINET OFFICE, 2011; NERC, 2012; EPRI, 2013; EEI, 2014; TON e WANG, 2015; CIRED, 2018). De uma maneira geral, evidencia-se o interesse em reforçar a

infraestrutura para absorver o impacto, bem como adotar alternativas operacionais que diminuam o tempo de restabelecimento do fornecimento de energia (JUFRI et al., 2019).

Nesse contexto, é importante pontuar que resiliência e confiabilidade não são conceitos excludentes. De fato, uma rede elétrica não pode ser resiliente se não for confiável e, ao mesmo tempo, redes resilientes aumentam a confiabilidade do sistema (WHITSON e RAMIREZ-MARQUEZ, 2009). Conceitualmente, uma rede elétrica é dita confiável se ela é capaz de operar de maneira adequada em determinadas condições em um determinado intervalo de tempo (CHOWDHURY e KOVAL, 2011; GHOLAMI et al., 2018).

Historicamente, as redes elétricas têm sido planejadas para suportar um número limitado de contingências, de elevada probabilidade, curta duração e cujo impacto é restrito espacialmente (ESPINOZA et al., 2016; MORENO et al., 2020). Com efeito, os indicadores de confiabilidade avaliam o estado estático da rede elétrica, contabilizando a frequência e a duração de interrupções causadas por falhas comuns (GHOLAMI et al., 2018; JUFRI et al., 2019). Para a avaliação da resiliência, por outro lado, é necessário capturar também a transição entre os estados, ou seja, considerar o tempo empregado para a reconstrução da infraestrutura (JUFRI et al., 2019).

Como não é possível que a rede elétrica suporte a toda e qualquer perturbação, é prática comum que grandes interrupções causadas por eventos inesperados sejam desconsideradas no cálculo dos indicadores de confiabilidade (BIE et al., 2017). Ademais, como eventos do tipo HILF são bastante raros quando comparados a contingências comumente avaliadas no estudo de planejamento, o seu impacto a longo prazo em indicadores como a energia não distribuída é limitado (GHOLAMI et al., 2018; MORENO et al., 2020).

Na análise realizada por Moreno et al. (2020), por exemplo, foi identificado que é economicamente justificável que o sistema elétrico do Chile sofra as consequências de terremotos extremos a cada 15 anos ao invés de empregar mais recursos para reforçar a rede elétrica. Por outro lado, a aversão ao risco de consumidores e do órgão regulador pode fundamentar o investimento. Em outras palavras, Moreno et al. (2020) argumentam que os consumidores preferem ser protegidos contra as consequências

dos eventos HILF e pagar pelo correspondente aumento dos custos. De maneira similar, considerando o bem-estar dos cidadãos, os governos podem querer adotar abordagens de aversão ao risco ao lidar com esses eventos raros e extremos.

Embora não existam pesquisas que confirmem de maneira ampla a percepção positiva em relação ao financiamento próprio a iniciativas de resiliência - existindo apenas avaliações locais, como em Cyrillo et al. (2010), Pelegrini et al. (2011) e da Silva Junior et al. (2017) -, é importante destacar que a mudança entre o paradigma de confiabilidade para o de resiliência é um processo complexo e gradual, que deve ser conduzido com importante participação do agente regulador a fim de aceitar, remunerar e incentivar esses novos tipos de investimentos.

No relatório do grupo de trabalho do CIRED voltado à resiliência de redes de distribuição (CIRED, 2018) alguns aspectos chaves para diferenciar o conceito de resiliência do de confiabilidade são sumarizados, adaptando o levantamento realizado por Panteli e Mancarella (2015). Essa comparação é apresentada na Tabela 4.1.1.

Tabela 4.1.1: Comparação entre confiabilidade e resiliência.

Confiabilidade	Resiliência
Alta probabilidade, baixo impacto	Baixa probabilidade, alto impacto
Baseado em indicadores médios	Baseado no perfil de risco
Curto prazo, tipicamente estático	Curto e longo prazo, adaptativo, contínuo
Avalia os estados do sistema	Avalia os estados do sistema e os tempos de transição entre estados
Preocupado com o tempo de interrupção do cliente	Preocupado com o tempo de interrupção do cliente e com o tempo de recuperação da infraestrutura

(Fonte: Panteli e Mancarella, 2015; CIRED, 2018)

Em suma, o estudo de resiliência distingue-se do estudo de planejamento usual ao enfatizar eventos de grande impacto e baixa probabilidade e introduzir a análise da variável temporal antes, durante e após a ocorrência do evento.

Quanto à avaliação temporal do impacto de um evento climático extremo, Bruneau et al. (2003) introduziram o conceito de triângulo de resiliência. Essa métrica apresenta a perda de funcionalidade de um sistema devido a danos e perturbações, bem como o padrão de restauração e recuperação ao longo do tempo.

Em Jufri et al. (2019), identificam-se no triângulo de resiliência quatro fases distintas, que caracterizam as propriedades fundamentais da resiliência, denominadas fases de prevenção, degradação (intrinsecamente ligada à propriedade de absorção), recuperação e adaptação.

A fase de prevenção se inicia quando se é certo que o evento extremo vai ocorrer. Foca-se então em medidas de antecipação a possíveis danos e de redução dos impactos (GHOLAMI et al., 2018). Nesse contexto, a estimativa da localização e severidade dos eventos é fundamental para o pré-posicionamento de recursos materiais e humanos (PANTELI et al., 2017).

Na fase de degradação (ou absorção), esquemas de proteção e controle e a robustez da infraestrutura, mensurada pelo tipo de padrão de construção e design da rede elétrica, são os principais responsáveis para a minimização da perda de funcionalidade (GHOLAMI et al., 2018). Tecnologias de smart grids como o monitoramento avançado, esquemas de self-healing e recursos energéticos distribuídos podem proporcionar flexibilidade operacional corretiva para reduzir a inclinação/velocidade da degradação da rede elétrica (PANTELI et al., 2017).

A fase de recuperação deve garantir tanto a recomposição operativa para a reconexão dos consumidores desligados quanto a reconstrução de infraestruturas danificadas. Essa distinção entre resiliência operacional e de infraestrutura será retomada no próximo subitem.

Por fim, a fase de adaptação é um estado de prevenção de longo termo, utilizado para avaliar o impacto do último evento, estudar as fraquezas encontradas e implementar melhorias que incrementem a capacidade do sistema elétrico para lidar com eventos

semelhantes ou mesmo com eventos meteorológicos mais extremos no futuro (JUFRI et al., 2019).

Panteli et al. (2017) sugerem uma extensão da definição, incluindo um estado degradado onde preparam-se as ações de emergência, avaliam-se os danos causados pelo evento, identificam-se componentes críticos para a recuperação do sistema, permitindo-se então o início da fase de restauração. Obtém-se, então, um trapézio de resiliência (Figura 4.1.1).

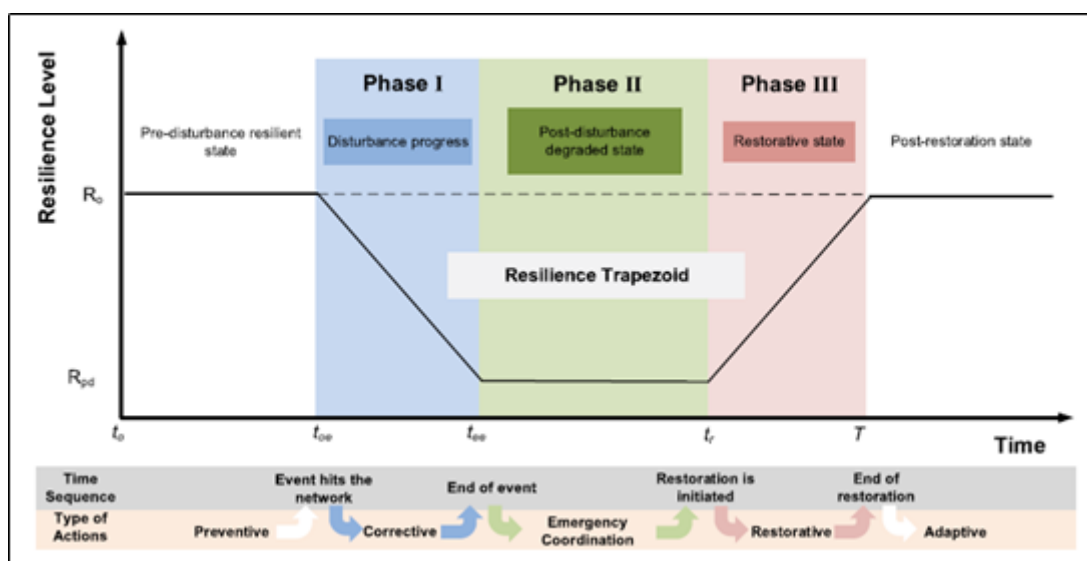


Figura 4.1.1: Trapézio de resiliência. (Fonte: Panteli et al., 2017).

4.2. Tecnologias e soluções para uma rede mais resiliente

Nesta subseção são apresentadas diferentes estratégias para a melhoria da resiliência de sistemas elétricos, sendo elas agrupadas em dois grupos distintos. O primeiro se dedica a medidas que buscam diminuir a magnitude do impacto de eventos extremos (resiliência física da infraestrutura), enquanto o segundo relaciona-se com o interesse em se minimizar o tempo de recuperação do sistema (resiliência operacional). Apresenta-se um resumo das principais tecnologias utilizadas. Para uma avaliação mais ampla, sugere-se a leitura da **Seção 3.1.4** do **Segundo Relatório**.

4.2.1. Resiliência de infraestrutura

a. Gestão da vegetação

As atividades de gestão da vegetação já estão incorporadas nas práticas e orçamentos da maioria das distribuidoras, permitindo a minimização da ocorrência de curtos-circuitos – em razão do contato momentâneo de galhos e folhas – e de danos a linhas e postes – em casos mais graves de queda de árvores.

Tradicionalmente, a gestão da vegetação inclui a consideração de uma distância apropriada entre árvores e a rede elétrica, bem como a garantia de acessibilidade para equipes de reparo (JUFRI et al., 2019). Por outro lado, em revisão realizada por EEI (2014), foi identificado que a ênfase em apenas se manter a vegetação em distância segura por meio de ciclos de podas pode não ser tão eficiente. Isso é justificado pela natureza dos eventos extremos que podem provocar a queda e projeção de árvores a longas distâncias, além dos limites comumente avaliados.

Assim, recomenda-se que sejam investigadas as reais causas das interrupções, sugerindo a poda ou remoção de árvores específicas. Caso árvores de risco sejam identificadas em propriedades privadas, é comum haver resistência ao procedimento de remoção (BROWN, 2009). A coordenação de autoridades locais estabelecendo e aplicando decretos que exijam a remoção de árvores mortas ou doentes próximas à rede elétrica se torna fundamental. Além disso, esforços para que seja estabelecida uma vegetação compatível à rede elétrica são um tema emergente em diversos estudos (EEI, 2014).

b. Enterramento seletivo de linhas

O enterramento de linhas é uma das medidas mais eficientes para se reduzir a vulnerabilidade da rede elétrica a danos causados pelo vento, descargas atmosféricas e contato da vegetação (PANTELI e MANCARELLA, 2015). Por outro lado, o custo associado a essa medida é bastante elevado e a sua implementação requer um estudo detalhado para a verificação da viabilidade do investimento (JUFRI et al., 2019).

Além disso, embora haja um impacto positivo na robustez do sistema, dificulta-se a detecção visual de componentes eventualmente danificados, aumentando o tempo de resposta e de restabelecimento do fornecimento de energia (PANTELI e MANCARELLA, 2015). Medidas de enterramento seletivo de linhas têm se mostrado uma solução eficaz em termos de redução de danos e de limitação orçamentária (JUFRI et al., 2019).

Propõe-se a adoção dessa medida nos alimentadores de pior performance, nos alimentadores de subestações que alimentam um número bastante elevado de consumidores ou em áreas onde se encontram serviços essenciais (EEI, 2014). A associação dessas instalações com o enterramento de outras infraestruturas – como cabos de fibra óptica de sistemas de telecomunicação – pode reduzir os custos do investimento (EEI, 2014).

c. Padrões superiores de construção de design

A melhoria da robustez da rede elétrica pode ser obtida por meio da substituição dos componentes atuais por outros de classe superior, seja de tecnologia mais recente ou de material que seja capaz de suportar impactos maiores. Assim como explorado no item de enterramento de linhas, a troca de todos os componentes é proibitiva e é recomendado que sejam substituídos elementos críticos, de pior performance ou maior risco de falha (EEI, 2014). A identificação desses elementos é realizada por meio de planos de inspeção e manutenção. Reforça-se também que o aumento da robustez não deve ser resultado apenas da recomposição após tempestades, mas sim resultado de manutenção regular programada, permitindo o aumento da resiliência de maneira progressiva conforme surgem novas tecnologias e designs (EEI, 2014).

Segundo levantamentos realizados em DOE (2010), uma das práticas mais adotadas pelas utilities dos EUA é a substituição de postes de madeira por postes de concreto, aço ou em material compósito. Por outro lado, a decisão de se manter postes de madeira também pode ser justificada por questões econômicas e menores tempos para recomposição do sistema (FINSTER et al., 2016).

Nos EUA, os materiais são tipicamente substituídos para atender a determinados critérios de qualidade e carga de vento, conforme definidos pela National Electrical

Safety Code (NESC) da IEEE. Essas normas são voluntárias, no entanto alguns órgãos regulatórios determinam que as distribuidoras sob sua jurisdição devem aderir a padrões específicos (DOE, 2010). A adequação aos padrões indicados comumente faz parte dos planos de melhorias a tempestades (Storm Hardening Plans), cujos relatórios anuais específicos são publicados por algumas das utilities estadunidenses (FPSC, 2020).

Alternativas tecnológicas como a utilização de fusíveis mecânicos, que desconectam os cabos em caso de carga excessiva, evitando esforços nos postes e a queda de condutores energizados, já têm sido utilizados pela Consolidated Edison (Con Edison) como parte do programa de resiliência da utility adotado após a tempestade Sandy em 2012 (CONED, 2013).

4.2.2. Resiliência operacional

a. Equipamentos móveis

A utilização de sistemas de backup para o fornecimento de eletricidade é bastante importante para suprir infraestruturas críticas. Historicamente, são os clientes que buscam iniciativas como geradores próprios, alimentadores de distribuição alternativos e equipamentos do tipo UPS (EPRI, 2013).

Do ponto de vista da distribuidora, geradores de emergência e subestações móveis têm sido utilizados para atendimento de picos de demanda em função de sazonalidades e como suporte a trabalhos de manutenção programada, permitindo o restabelecimento do fornecimento de eletricidade de maneira provisória enquanto equipamentos danificados são substituídos (GHOLAMI et al., 2018; JUFRI et al., 2019).

No contexto da busca recente pelo aumento da resiliência da rede elétrica, existe um esforço da indústria em promover novas soluções modulares que aumentem a velocidade de transporte e inclusive evitem a necessidade de autorização especial de órgãos de estradas e rodagem (PGI, 2019). Na academia, são encontrados estudos que buscam otimizar o pré-posicionamento e a alocação em tempo real desses recursos (LEI et al., 2016; TAHERI et al., 2020).

b. Gestão de equipes de reparo

Treinamentos e planos de contingência (GHOLAMI et al., 2018) são um importante elemento de prevenção e restauração. Nesse aspecto, é fundamental que os planos de contingência sejam atualizados em função de resultados de eventos anteriores. Nas distribuidoras do Sudeste e da costa do Golfo do México, nos EUA, treinamentos são realizados anualmente em preparação à temporada de furacões (DOE, 2010). Na Florida Power & Light (FPL), por exemplo, o plano de contingência é colocado à prova a partir da simulação das atividades relacionadas à localização de interrupções, à avaliação de danos, à comunicação com clientes e funcionários e ao início da restauração do serviço (FPSC, 2020). Nesse contexto, existe um enfoque bastante grande em se melhorar os sistemas de registro dos impactos das tempestades para atualização dos planos de ação e de adoção de novas medidas de resiliência (adaptabilidade do sistema).

c. Sistemas de monitoramento e comunicação

Informações incompletas a respeito do estado da própria rede resultam em respostas atrasadas e ineficientes. Ferramentas de monitoramento adequadas, como sistemas de medição inteligentes (BIE et al., 2017), permitem a identificação dos danos, a definição de prioridades e a tomada de decisão eficaz para mitigação dos impactos, desempenhando um papel fundamental na preservação da resiliência durante emergências (PANTELI et al., 2013; PANTELI e MANCARELLA, 2015; PANTELI et al., 2017; GHOLAMI et al., 2018).

Ademais, alternativas para receber e enviar informações que não utilizem os canais de comunicação usuais podem ser necessárias quando da ocorrência de eventos extremos. Problemas desse tipo já foram enfrentados pelas concessionárias conforme descrição dos workshops iniciais.

A necessidade de manutenção de canais de comunicação com clientes em eventos severos é bastante reforçada pelas utilities estadunidenses, que têm se esforçado para criar ferramentas que permitam o reporte e a checagem de interrupções por meio de mapas interativos, disponibilizando também o tempo estimado de recuperação do sistema (EPRI, 2013). Nesse último aspecto, verifica-se o interesse no aumento da granularidade, entregando ao cliente estimativas mais assertivas a respeito da sua

região em específico (FPSC, 2020). Adicionalmente, o envio de informações constantes antes, durante e após os eventos, seja por meio de e-mail, SMS ou atualização de redes sociais é proposto. Busca-se, sobretudo, garantir que o cliente tenha conhecimento de todos os esforços que a companhia despendeu desde a preparação até a reconstrução completa da rede elétrica.

d. Microrredes e recursos energéticos distribuídos (RED)

Microrredes podem servir como uma opção de fornecimento próprio de maneira local quando a rede principal (ou a conexão até ela) se encontra danificada. A geração, o armazenamento e o controle da energia localmente podem tornar a rede menos vulnerável a eventos climáticos extremos e contribuir para a diminuição dos tempos de resposta e reconstrução da rede (PANTELI et al., 2017; JUFRI et al., 2019).

Cabe o comentário mais amplo de que a implantação de recursos energéticos distribuídos (DER) traz consigo benefícios, mas também desafios às distribuidoras. Dentre os benefícios destacam-se a elevação da tensão no final de alimentadores, o retardo de investimentos por conta do deslocamento de picos (peak-shaving), a redução de perdas pela diminuição das distâncias entre geração e consumo e a possibilidade de ilhamento, já apresentada. Por outro lado, tornam-se preocupações aumentos e flutuações de tensão, violações a limites térmicos dos condutores, incompatibilidade de esquemas de proteção existentes e desgaste de componentes como comutadores de tapes de transformadores (QUANTA, 2019). Nesse contexto, é imperativo que haja adaptação dos procedimentos de operação e de planejamento dos sistemas de distribuição, capturando os impactos e habilitando aos consumidores a utilização dessas novas tecnologias (EPRI, 2013).

e. Esquemas de proteção de controle

Tecnologias de rede elétricas inteligentes permitem a detecção de problemas na rede e a gestão de alternativas de reconfiguração da topologia de forma automática. Todas as medições e ações são notificadas ao operador, que possui conhecimento da localização das interrupções (JUFRI et al., 2019).

A complexidade crescente dos sistemas de energia exige o desenvolvimento de esquemas de proteção inteligentes e adaptáveis às condições dinâmicas do sistema

em detrimento de critérios pré-determinados (PANTELI e MANCARELLA, 2015). Esquemas de proteção adequados podem permitir a limitação de cargas (SHEKARI et al., 2016) e o ilhamento controlado (PANTELI et al., 2016), garantindo a estabilidade e maximizando o número de consumidores abastecidos (GHOLAMI et al., 2018).

O programa da Consolidated Edison (Con Edison) para melhoria dos circuitos aéreos inclui três projetos principais: redução do número de clientes servidos por um único segmento de alimentador, instalação de chaves seccionadoras que permitam o isolamento de trechos pequenos do sistema e aumento da confiabilidade ao prover suprimentos alternativos para rotas do sistema de distribuição já existentes. Salienta-se a importância da instalação de dispositivos de isolamento como fusíveis e religadores, que permitam a operação automática em caso de falhas, minimizando o número de clientes interrompidos. Há forte investimento para a instalação de religadores e chaves seccionadoras adicionais a fim de se reduzir o número de clientes entre segmentos de cabo a 500 ou menos (CONED, 2013).

f. Aplicação de sistemas de previsão

Sistemas avançados de previsão do tempo que permitam a antecipação de dados como a velocidade e direção dos ventos, quantidade e tipo de chuvas podem dar suporte ao pré-posicionamento de recursos materiais e humanos e a ações defensivas com o despacho preventivo de geradores ou o ilhamento controlado (PANTELI et al., 2016; AMIRIOUN et al., 2017; PANTELI et al., 2017).

Enquanto previsões de curto prazo podem ser utilizadas para antecipar a disponibilização dos recursos necessários, a identificação de áreas de maior risco em longo prazo pode sinalizar os melhores investimentos em melhorias de infraestrutura (FINSTER et al., 2016).

g. Acordos de assistência mútua

Acordos de assistência mútua tem se mostrado uma importante ferramenta para a diminuição do tempo de reconstrução após eventos climáticos severos (CAMPBELL, 2012; WANG e WANG, 2015). No modelo estadunidense, a distribuidora que recebe o auxílio deve garantir o suporte logístico na forma de abrigo, comida e combustível;

possuir todas as peças para a recomposição disponíveis (que também podem ser obtidas via acordo); e ter a capacidade de despachar de maneira eficiente as equipes para as regiões afetadas (EPRI, 2013). Planos de recuperação que permitam uma cadeia de comando descentralizada, incluindo instruções de comunicação e segurança devem ser bem definidos em antecipação ao evento (DOE, 2010).

Dentre os benefícios desse tipo de acordo podem ser citados a redução de custos – por não ser necessário manter equipes de prontidão –, o compartilhamento de informações e formação de grupos de discussão, que permitem a melhoria da capacidade de preparo a emergências, reduzindo o tempo de resposta a eventos extremos (NARUC, 2015). Por outro lado, as especificidades dos sistemas elétricos (para os quais os profissionais podem não estar preparados), a dificuldade de logística para coordenação de tantas equipes e restrições orçamentárias de utilities menores são levantadas como possíveis obstáculos (NARUC, 2015).

Uma análise mais detalhada a respeito dos Grupos de Assistência Mútua (RMAGs) estadunidenses é apresentada na Seção 4.3.3.

4.3. Regulação e legislação internacional relativas à qualidade do serviço e resiliência

4.3.1. Reino Unido

Durante mais de 20 anos, o Regulador do Reino Unido (OFGEM) aplicou para o setor de distribuição e transmissão de energia elétrica o modelo regulatório de Preço-Teto, utilizando o RPI-X. Esse modelo é caracterizado por proporcionar fortes incentivos à eficiência de custos (custos de capital e custos de O&M), gerando então efeito positivo sobre as tarifas aplicadas para o serviço. No entanto, em 2010, a OFGEM decidiu alterar o modelo regulatório aplicado no país, e introduziu um novo modelo regulatório denominado RIIO (*Revenue = incentives + innovation + outputs*). Nesse novo modelo, a determinação das receitas tarifárias se dá utilizando incentivos para o fornecimento de inovação e produtos aos consumidores.

As principais motivações para a mudança do modelo regulatório estão associadas às demandas por melhorias ambientais, que afetam diretamente a geração de energia elétrica do país, cuja matriz elétrica é essencialmente térmica. A crescente introdução

de fontes renováveis de energia na matriz, de geração distribuída e de infraestrutura para mobilidade elétrica na rede são objetivos da política energética britânica que decorrem dos compromissos com metas de reduções de emissões de gases do efeito estufa assumidas no âmbito da União Europeia (Pacote 20/20/20).

Os produtos (outputs) são o coração do modelo RIIO. Os produtos devem ser consistentes com os objetivos do marco regulatório e, em particular, são determinados de forma a incentivar as empresas a desempenhar um papel chave no fornecimento de energia sustentável. A base de receitas e os mecanismos de incentivo devem estar alinhados com o objetivo de entrega efetiva e eficiente dos produtos.

A RIIO-ED1 será a primeira revisão a considerar o novo modelo de *Revenue=Incentives+Innovation+Output*. Esse novo modelo dará às empresas fortes incentivos para poder enfrentar os desafios de alcançar um setor sustentável e com baixas emissões de carbono, a um custo menor do que o que seria alcançado pelo modelo RPI-X. Nesse novo modelo, o regulador deve estabelecer produtos que as empresas devem fornecer e as receitas que podem auferir dos consumidores por esses produtos.

Os produtos considerados possuem seis categorias, todas elas associadas com os desempenhos que se busca incentivar, tais como:

- Segurança: prover uma rede segura que cumpra com as normas de segurança da *Health and Safety Executive* (HSE);
- Ambiente: incentivar as empresas a alcançar objetivos ambientais gerais;
- Satisfação do Cliente: manter altos níveis de satisfação dos clientes e melhorar o serviço onde seja necessário;
- Conexões: conectar os usuários de maneira rápida e eficiente, incluindo a resposta às necessidades específicas dos clientes;
- Obrigações Sociais: adotar um enfoque estratégico, coordenando e se associando com outras redes, fornecedores e agências para o uso mais efetivo de dados;
- Confiabilidade e Disponibilidade: fornecer confiabilidade de longo prazo, minimizando o número de interrupções e assegurando a adaptação às

mudanças climáticas.

A qualidade de serviço e de produto dentro desse novo modelo é analisada em um contexto mais macro, dentro do plano de negócios apresentado por cada distribuidora. Atualmente, as normas de desempenho elétrico especificam níveis mínimos de desempenho esperado das empresas. Caso esses níveis não sejam alcançados, o cliente tem direito de receber compensação, com algumas exceções.

O serviço ao cliente tem sido uma das atividades chaves da OFGEM para a regulação de redes. Os clientes esperam que seja fácil e rápido o contato com a empresa distribuidora e que ela responda às suas necessidades e demandas. A OFGEM estabeleceu incentivos financeiros para as empresas que forneçam um nível adequado de serviço ao cliente, baseado na disposição a pagar desses clientes. As licenças das empresas também possuem cláusulas com obrigações com relação a esse tema.

Com relação à resiliência do sistema, é permitido que as empresas obtenham recursos como parte do acordo de controle de preços. Esses recursos servem para cobrir proteção contra enchentes, acionamento de *black start*, segurança física do local (locais designados oficialmente como infraestrutura nacional crítica) e a proteção de linhas aéreas através do corte de árvores.

Em termos de flexibilidade da rede, um dos grandes avanços promovido pelo OFGEM no sentido de viabilizar a maior inserção dos RED, consiste na possibilidade de contratação de capacidade a partir de sistemas de estocagem e de resposta da demanda. A contratação de ambos os recursos se dá via leilões de capacidade, instituídos em 2014, visando à correção de falhas oriundas dos mercados de energia e a garantia da segurança do suprimento de eletricidade no longo prazo (BAJAY et al., 2018).

4.3.2. Chile

O Chile é um país que possui oferta limitada de recursos energéticos e dependente da importação de hidrocarbonetos para atender grande parte de suas necessidades. Esta característica se reflete na matriz elétrica, que tinha participação média de 65% de capacidade termelétrica (petróleo, diesel, carvão e gás natural) em 2013. No mesmo ano, as fontes hídricas foram responsáveis por 34% da capacidade de geração (INE, 2013). Outra característica importante se refere à divisão do país em 4 áreas distintas de sistema de transmissão, com diferentes composições de fonte geradoras de eletricidade.

Nas últimas décadas, o setor de geração chileno passou por 3 crises de oferta. As duas primeiras, no final da década de 1990, foram decorrentes de períodos de seca que comprometeram a geração hídrica. Como resposta aos eventos, o governo chileno optou pela construção de um gasoduto para importação de gás natural da Argentina, a fim de alimentar as usinas termelétricas. Essa política, que resultou na dependência do gás importado da Argentina, desencadeou a terceira crise de oferta, quando o país vizinho diminuiu a exportação do combustível em função de problemas internos.

Com todas essas limitações, o Chile iniciou o desenvolvimento de uso de fontes renováveis, como a solar. Várias plantas fotovoltaicas tiveram seu início de construção e operação justamente a partir dessa última crise, alavancadas por políticas de incentivo ao desenvolvimento de energias renováveis. Em 2015, a então presidente Michelle Bachelet lançou a política Plano Energia 2050, que objetivava, dentre outras metas, garantir que pelo menos 70% da geração de eletricidade no país fosse proveniente de recursos renováveis até o ano de 2050. Em poucos anos de programa, verificou-se um crescimento importante da participação de energia renovável (não hídrica) na matriz energética chilena, passando de 7% em 2014 para 17% em 2017.

Destaca-se que a maior parte dos projetos solares chilenos estão sendo implantados no deserto de Atacama, caracterizado como a região mais árida e com o maior potencial fotovoltaico do mundo, o que o tornou um cenário perfeito para sistemas de larga escala.

Além do incentivo à instalação de geração solar, outro empreendimento para trazer segurança ao sistema consiste na integração dos sistemas de transmissão chilenos. Esse projeto tem intenção de garantir que a energia solar gerada no deserto de Atacama possa ser levada a todos os consumidores. Nesse sentido, em novembro de 2017, foi concluída a interconexão entre o Sistema Interconectado do Norte Grande (SING) e o Sistema Interconectado Central (SIC) dando origem ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) que alimenta 96% da população chilena. Ao SEN, somam-se ainda o Sistema de Aysén (SEA) e o Sistema de Magallanes (SEM), na porção mais ao sul do país.

O Plano Energia 2050 tem uma preocupação central com a questão da geração centralizada, incorporando a necessidade de tomada de ações para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico, baseando-se nos indicadores de DEC/FEC, DIC/FIC, SAIDI. Prevê-se também a promoção de um sistema inteligente de produção e gestão descentralizada de energia, para os setores residencial, público e comercial, não somente para usuários particulares, mas também para cooperativas, municipalidades e organizações interessadas.

4.3.3. EUA - Flórida

O setor elétrico americano possui como principal característica o fato da sua organização, estrutura e condução ser fragmentada entre as diferentes esferas de poder do país. Além de ser organizado de forma bastante fragmentada, o setor elétrico americano possui uma configuração bastante complexa e ramificada. Existem em todo o território americano mais de três mil empresas públicas, privadas e cooperativas de energia elétrica operando, e mais de mil produtores independentes de energia. O setor elétrico americano opera com três subsistemas sincronizados e oito conselhos que mantêm a confiabilidade do sistema.

No que diz respeito à distribuição de energia elétrica, existem hoje, nos Estados Unidos, basicamente dois tipos de distribuidoras, as *Investor Owned Utilities* – IOUs e as *Consumer-Owned Utilities* – COUs. As IOUs são, em geral, empresas privadas financiadas por uma combinação entre capital próprio e capital de terceiros, podendo ser *multi utilities* (fornecedoras de energia elétrica, de gás natural e/ou água). As COUs são empresas públicas de fornecimento de energia elétrica, e atendem,

aproximadamente, a 25% da população americana. Existem três tipos de COUs: empresas de serviços públicos municipais, empresas de serviços públicos distritais e cooperativas. Boa parte das COUs atende a pequenas comunidades ou áreas rurais, no entanto, verifica-se também atendimento a grandes cidades.

Do ponto de vista tarifário, o aperfeiçoamento da regulação caminhou no sentido de incentivar as empresas reguladas para áreas além da performance habitualmente observada pelo regime de custo do serviço, motivando outros objetivos-dimensões, tais como eficiência operacional e qualidade e confiabilidade da provisão dos serviços. O aprimoramento da regulação e de suas estruturas de incentivo subjacentes é reconhecido como “regulação por incentivos” ou “regulação baseada na performance” (*performance-based regulation* – PBR).

No caso da Flórida, é utilizada a metodologia de custo do serviço combinado à qualidade do serviço, com critérios fixados pela agência reguladora em termos de incentivos ou penalidades. É, portanto, um modelo de regulação totalmente diferente do atualmente aplicado no Brasil, de *price-cap*.

Por se tratar de uma região frequentemente assolada por eventos climáticos violentos, como tempestades tropicais e furacões, a Flórida requer um endereçamento especial com relação às questões de incentivos para manutenção da rede e da qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica. Em contexto histórico, destaca-se o impacto causado pelas temporadas de furacões de 2004 e 2005, as mais destrutivas da história da Flórida.

Em 2004, os furacões Charley, Frances, Jeanne e Ivan acarretaram mais de US\$ 17,5 bilhões em danos à propriedade privada (residências e empresas) e US\$ 1,3 bilhão em custos de restauração para distribuidoras de energia elétrica de propriedade de investidores da Flórida (distribuição e transmissão). Em 2005, os furacões Dennis, Katrina, Rita e Wilma causaram mais de US\$ 7,2 bilhões em danos à propriedade privada e aproximadamente US\$ 1 bilhão em custos de restauração de distribuidoras de energia elétrica de propriedade de investidores.

Os danos ao sistema elétrico da Flórida em 2004 e 2005 proporcionaram forte evidência de sua vulnerabilidade à magnitude de um furacão. Após as tempestades,

as operações de limpeza e restauração do serviço envolveram um pico de força de trabalho de mais de 27.000 voluntários de serviços públicos, com participação até mesmo de grupos de regiões mais distantes, como Califórnia e Canadá.

Como consequência, em 2006, a Comissão de Serviço Público da Flórida iniciou um trabalho para uma nova forma de abordagem para lidar com a preparação para tempestades futuras, com dois temas principais:

- Prontidão para tempestades, que inclui planos e procedimentos operacionais para garantir que os serviços públicos estejam preparados - antes de cada temporada de tempestades - com equipamento adequado e recursos de trabalho que permitam rapidamente restaurar o serviço de forma eficiente para seus clientes;
- Elaboração de design atualizado e novas práticas de construção e de manutenção para que as instalações elétricas sejam melhores e capazes de resistir a ventos fortes, tempestades e inundações. Optou-se pela ampliação de redes elétricas subterrâneas, reconhecendo que são de maior custo.

Vários relatórios da Comissão produzidos após os eventos de 2004-2005 destacam o interesse do órgão regulador de garantir investimentos em esforços de proteção contra tempestades, mesmo reconhecendo que as ações tomadas para fortalecer o sistema de energia elétrica na Flórida não sejam economicamente favoráveis. Esse tipo de mentalidade se alinha com o argumento de Moreno et al. (2020) - exposto na Seção 4.1 -, que propõe abordagens de aversão ao risco ao lidar com eventos climáticos extremos.

Uma análise simplificada da viabilidade econômica de investimentos em resiliência de redes é sintetizada no trecho a seguir, retirado de documento da Florida Power enviado à agência reguladora:

“Presumindo uma frequência de furacões de uma vez a cada 3-5 anos, a FPL estima uma economia de custo de restauração de tempestade, com base no valor presente líquido, de aproximadamente 70% a 45% dos custos de endurecimento em um período de 30 anos. As suposições da FPL sobre a frequência média de furacões são baseadas em declarações do Centro Nacional de Furacões e na frequência histórica de tempestades

que afetam a FPL.” (Plano FPL, Arquivo 070301, pp. 14-15).

Grupos de Assistência Mútua (RMAGs)

Outro instrumento utilizado na Flórida, e em vários estados dos EUA, são os grupos de assistência mútua (RMAGs – *Regional Mutual Assistance Groups*), acionados nos casos de grandes desastres em que a empresa pode não ter pessoal e equipamentos suficientes para atendimento a todas as demandas. A restauração se torna mais rápida quando as distribuidoras podem compartilhar recursos para realizar os reparos necessários e substituir equipamentos elétricos danificados.

A assistência mútua refere-se a parcerias voluntárias entre empresas distribuidoras na mesma região. Destaca-se que existe a possibilidade de uma mesma empresa participar de duas ou mais redes de assistência regionais. Parcerias como essas evitam a necessidade de se manter um grande contingente de equipes capaz de atender a situações de emergência de qualquer magnitude o tempo todo. Geralmente, os itens compartilhados incluem funcionários da distribuidora e contratados, equipamentos especializados, suprimentos e informações.

Muitos acordos de ajuda mútua entre distribuidoras de propriedade do investidor (IOUs) são gerenciados por sete RMAGs em todo o país. As RMAGs facilitam reunir técnicos e trabalhadores, bem como a coordenar a logística e as pessoas para ajudar nos esforços de restauração quando a área afetada é de escopo regional. Empresas (IOUs) que estão em RMAGs seguem diretrizes estabelecidas pela EEI, e também estabelecem diretrizes adicionais que auxiliam na comunicação processo e esforços rápidos de mobilização e resposta. Se necessário, as empresas em um RMAG ajudarão aqueles em outra região.

Alguns exemplos de ação dos RMAGs são apresentados na **Seção 4.3.4 do Terceiro Relatório**.

Operação dos RMAGs

Caso uma distribuidora necessite de assistência, ela notifica o RMAG da qual faz parte convocando uma reunião na qual serão discutidos os recursos necessários e tempos para chegada das equipes. Quando uma empresa recebe o auxílio ela se

torna responsável financeiramente cobrindo os custos das equipes, equipamentos e outras despesas relacionadas.

No entanto, os termos desse compartilhamento não são simplesmente ad-hoc. Os acordos são feitos com bastante antecedência, definindo os papéis a serem desempenhados (e dinheiro a ser pago) pelas distribuidoras engajadas na assistência mútua. Esses acordos podem diferir em conteúdo e formato - às vezes são contratos e outras vezes, são memorandos de entendimento (MOU) entre distribuidoras. Os contratos e os acordos variam ligeiramente de estado para estado.

Se as distribuidoras estiverem cientes de um evento que se aproxima, inicia-se um processo de planejamento e avaliação de recursos necessários para atendimento à reconstrução do sistema. Caso os recursos próprios e contratados sejam insuficientes, contactam-se os RMAGs para obtenção de recursos adicionais.

As vantagens de fazer parte de um programa de assistência mútua são inúmeras. Abaixo estão alguns dos principais benefícios que foram identificados pelas empresas em documento da NARUC – Associação Nacional do Reguladores dos EUA (NARUC, 2015):

- Compartilhamento de recursos: a assistência mútua fornece uma maneira de empresas de energia afetadas por desastres solicitar e receber assistência de emergência na forma de pessoal, equipamentos, materiais, e outros recursos especializados;
- Eficácia de custos: a ajuda mútua permite uma alocação mais eficiente de recursos, eliminando a necessidade de pessoal adicional para serviços de manutenção em tempo integral disponível apenas para situações de emergência;
- Compartilhamento de informações: RMAGs podem constituir fóruns para discussão de tópicos relacionados à indústria, formando relacionamentos de apoio, compartilhando melhores práticas, permitindo a minimização de riscos individuais da empresa e custos trabalhistas e definindo as expectativas de segurança e coordenação da restauração regional;
- Preparação para emergências: estas parcerias contribuem para melhorar a preparação para emergências ao facilitar maior colaboração e agilizar

processos coordenados entre governos locais e o setor de energia elétrica;

- Resposta rápida: redes de ajuda mútua fornecem despacho rápido e de curto prazo de serviços de emergência para restaurar as operações da empresa de energia elétrica que está passando por uma interrupção ou indisponibilidade.

4.3.4. Japão

O setor elétrico japonês é dividido em geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Na geração, além das empresas que atuam verticalmente integradas, há uma grande empresa que fornece eletricidade no mercado atacadista, J-Power, e vários outros fornecedores por atacado, como empresas municipais e geradores distribuídos autônomos. Antes de Fukushima, havia um plano, formulado em 2006, de que até 40% da geração seria de fonte nuclear até 2030. Após o acidente, o governo japonês lançou um debate sobre a estratégia energética do país, incluindo um papel reduzido para a energia nuclear e ampliação do papel das renováveis na geração.

O mercado de energia elétrica no Japão é dividido em dez áreas regionais. Em cada área há empresas regionais que atuam nos segmentos de geração, transmissão e distribuição. O setor regulado é atendido pelas dez empresas distribuidoras e regidas por regulamentação estatal.

A partir de revisões da Lei de Eletricidade em novembro de 2013 e 2014, foi estabelecida a liberalização total do mercado varejista de eletricidade. A liberalização vai permitir que todos os clientes, incluindo o residencial, possam escolher o seu fornecedor de eletricidade.

Com relação à formação de tarifas, os seguintes pontos devem ser atendidos, conforme a Lei de Eletricidade de 2013, Artigo 19:

- Deve ser a soma do custo justo e adequado de energia elétrica e os lucros justos e adequados, sob uma gestão eficiente;
- As tarifas de energia elétrica devem ser estabelecidas explicitamente a uma tarifa fixa ou uma quantia fixa de acordo com a categoria do fornecimento de eletricidade;

- Devem ser calculadas de forma razoável as questões relativas às responsabilidades pelo fornecimento de energia elétrica pelas distribuidoras e usuários, além das repartições entre eles das despesas de medidores elétricos, materiais, obras de ligações e outros trabalhos relacionados aos mesmos;
- Não pode haver tratamento discriminatório entre os clientes.

Plano de Cooperação para desastres

Com base na Lei de Comércio da Eletricidade, o Plano de Cooperação para Desastres foi elaborado em abril de 2020. O seu objetivo principal é a recuperação de forma rápida e flexível em caso de desastres, aproveitando outros exemplos de cooperação entre empresas de transmissão e distribuição de energia e gás. Os principais pontos desse Plano (METI - Ministério da Economia e Energia, Japão, 2020) são:

- Apoio mútuo entre operadores de negócios de transmissão e distribuição de energia em geral e organizações relacionadas;
- Cooperação voluntária;
- Coordenação durante os tempos normais para preparação contra eventos extremos, baseada em lições aprendidas de desastres naturais anteriores;
- Divisão do país em áreas:
 - Área leste: Hokkaido Electric Power Network, Inc., Tohoku Electric Power Network, Inc. e Tokyo Electric Power Company e área de abastecimento da Grid Co., Ltd.
 - Área do meio: Chubu Electric Power Grid Co., Ltd., Hokuriku Electric Power Transmission and Distribution Co., Ltd. e Kansai Electric Power Transmission and Distribution Co., Ltd.
 - Área oeste: Chugoku Electric Power Network Co., Ltd., Shikoku Electric Power Transmission and Distribution Co., Ltd., Kyushu Electric Power Transmission and Distribution Co., Ltd. e área de abastecimento da Okinawa Electric Power Co., Inc.
- Elaboração do “Manual de Apoio Mútuo para Restauração da Distribuição;
- Criação de uma lista de importantes instalações sociais locais;

- Cooperação com empresas de telecomunicações, Forças de Autodefesa e governos locais;
- Elaboração para plano de comunicação próprio entre as empresas, governos e associações empresariais;
- Treinamento conjunto das equipes das empresas de transmissão e distribuição.

Geração descentralizada

Historicamente, o Japão era caracterizado como pobre em recursos energéticos, chegando a importar 90% da energia primária de que necessitava. Como resposta às crises de petróleo da década de 1970, o país diversificou as suas fontes de energia, aumentando a utilização de energia nuclear, gás nuclear e carvão, além de promover programas de eficiência energética.

Até o acidente na usina de Fukushima em março de 2011, o Japão era o terceiro maior produtor mundial de energia nuclear, atrás dos EUA e da França. O evento de 2011 expôs fragilidades da política energética nacional e explicitou a necessidade de expansão da participação de fontes renováveis na oferta de energia (SUEYOSHI e GOTO, 2015).

Neste contexto, foi criado um Conselho de Energia e Meio-Ambiente que ficou responsável por planejar a matriz elétrica e o mix de geração futuro, levando em consideração as limitações impostas à participação da geração nuclear, zerada em 2014 (IEA, 2016). A desativação de usinas nucleares implicou notadamente escassez no fornecimento de eletricidade no Leste do país, em que pese restrições para o intercâmbio de energia de outras regiões em função de diferentes frequências de operação da rede elétrica (FEPC, 2015).

Fundamentada na redução dos custos de geração, minimização das emissões de gases de efeito estufa e aumento da participação de fontes de geração capazes de operar na base, o Japão formulou a Projeção de Longo Prazo para a Oferta e Demanda Energética prevendo a necessidade de geração de 1.065 TWh em 2030. Neste plano, prevê-se a participação massiva de fontes renováveis (22 a 24% da energia gerada), dos quais aproximadamente um terço seria proveniente de geração

fotovoltaica, correspondendo a uma capacidade instalada de 64 GW em 2030. Já em 2015, com 34,4 GW instalados, o Japão possuía o terceiro maior parque fotovoltaico mundial (IEA, 2016).

Como efeito ao súbito crescimento da geração fotovoltaica, destaca-se o significativo aumento dos custos de incentivos para essa fonte de geração (rateados entre os consumidores) e a necessidade de ações específicas com relação à administração das redes de distribuição e transmissão, para absorver os excedentes de geração. Por outro lado, a crescente participação da geração solar, e especialmente da geração distribuída, incorpora benefício de melhor operar a rede de distribuição em caso de desastres, permitindo maior flexibilidade operacional.

Essa flexibilidade, em conjunto com cooperação entre empresas para restauração do serviço de transmissão e distribuição é coerente com as constantes ameaças que pairam sobre o país e seu sistema elétrico, em decorrência de desastres naturais como terremotos, tsunamis e tempestades com tufões.

5. Projeções de parâmetros climáticos para a região Sul do Brasil

Esta Seção se dedica à apresentação da validação do modelo climático aplicado no projeto, bem como da análise das projeções de velocidade do vento diária média e volume de precipitação para as próximas três décadas na região Sul do país. Os resultados completos podem ser recapitulados na **Atividade 1 (Seção 3) do Primeiro Relatório**.

Os Modelos Climáticos Globais (MCGs) são as principais ferramentas empregadas para projetar o clima futuro. Esses modelos utilizam possíveis cenários de evolução econômica, populacional, de uso do solo e das condições atmosféricas, para criar forçantes climáticas e contar sua história sobre o clima das próximas décadas.

A complexidade e o custo computacional das simulações de um MCG limitam sua resolução espacial, que varia entre 100 e 200 km. Apesar desta resolução, os MCGs são capazes de reproduzir a circulação geral da atmosfera de forma satisfatória, no entanto, seu desempenho é degradado quando se trata de uma escala regional/local. O clima nestas escalas temporais e espaciais mais refinadas, depende de outros fatores, como os gradientes de topografia, contrastes entre o oceano e o continente, etc. Para aprimorar a representação da circulação atmosférica de mesoescala, que é forçada pelos elementos citados anteriormente, os MCGs são usados como entrada em Modelos Climáticos Regionais (MCRs). O produto dos MCRs atende de forma mais adequada às demandas da sociedade acerca dos impactos e vulnerabilidades decorrentes das mudanças climáticas em escala local. Mais informações sobre estudos desenvolvidos a respeito deste tema na América do Sul podem ser encontradas na revisão de Ambrizzi et al. (2019).

Como já mencionado, os MCGs utilizam cenários para criar as projeções do clima futuro. No AR5 (IPCC, 2013), estes cenários se baseiam em forçantes radiativas antrópicas totais no final do século XXI. Diferentes intensidades foram propostas para essas forçantes radiativas, possibilitando a criação de projeções mais extremas, no caso da inação dos governos frente às emissões dos Gases de Efeito Estufa (GEE), ou mais moderadas, no caso contrário.

Os valores sugeridos para as forçantes radiativas no AR5 foram 8.5, 6.0, 4.5 e 2.6 w/m^2 e a forma com que eles são distribuídos ao longo do tempo definem seus *Patamares Representativos de Concentração* (RCPs). Cada cenário recebe um número junto à sigla RCP, que indica a forçante radiativa de interesse em 2100, sendo descrito por um determinado contexto físico, econômico e social (ver quadro da parte introdutória da **Seção 3** do **Primeiro Relatório** para mais detalhes).

No desenvolvimento deste trabalho, foram utilizados o modelo climático global Hadgem (Hadley Centre Global Environment Model versão 2) (COLLINS et al., 2011, BELLOUIN et al., 2011) e o modelo regional Eta (CHOU et al., 2014 a e b). O cenário que serviu de base para as projeções do modelo global foi o RCP8.5, o mais pessimista, que corresponde, resumidamente, a uma forçante radiativa de 8.5 w/m^2 e um aquecimento de aproximadamente 4°C, no final do século..

A metodologia seguida para execução da análise climática é representada na Figura 5.1. No lado esquerdo do fluxograma é apresentada a base de dados de referência utilizada neste trabalho, o ERA5. Esses dados foram usados para representar a atmosfera “observada” e sua descrição é feita na **Seção 3.1** do **Primeiro Relatório**. O lado direito do fluxograma mostra os dois modos de simulação dos modelos climáticos, o primeiro, para o período passado (1974-2005), denominado de hindcast, e o segundo, para as projeções do período futuro (2005-2100). Essas simulações foram disponibilizadas pelo INPE/CPTEC e são acessíveis para uso público. A descrição dos modelos Hadgem e Eta é feita nas **Seções 3.2 e 3.3** do **Primeiro Relatório**.

A partir dos dados do ERA5, derivam duas etapas deste estudo, uma correlação das variáveis climáticas com os desligamentos ocorridos na rede das distribuidoras e a validação do hindcast do modelo climático. Estas etapas têm grande importância para que seja entendido o impacto das variáveis climáticas na rede de distribuição e como isso se dá espacialmente e para que se conheça as deficiências e qualidades do modelo climático, respectivamente.

Uma terceira etapa do trabalho, resulta da comparação entre os dados do hindcast, que representa o clima atual (1996-2005), e as projeções para o futuro, feita para três décadas separadamente: 2021-2030, 2031-2040 e 2041-2049. Desta etapa, são

obtidas as alterações no clima, ao longo da primeira metade do século, decorrentes das projeções do modelo usando a RCP8.5.

Os resultados da etapa 1 serão apresentados na Seção 5.1, os da etapa 2 na Seção 5.2 e os resultados referentes aos cenários futuros, etapa 3, na Seção 5.3. Reforça-se que neste Relatório Final são recapituladas as principais observações e conclusões. Para a análise completa, incluindo todos os mapas e gráficos, sugere-se uma revisita à **Seção 3 do Primeiro Relatório**.



Figura 5.1: Fontes de dados e metodologia empregada na análise climática

5.1. Análise histórica dos indicadores de qualidade e clima

Com o intuito de indicar os conjuntos elétricos mais impactados por eventos meteorológicos severos, foi realizado um estudo comparativo para correlacionar o histórico de DEC de cada distribuidora (CELESC, CEEE e COPEL) com as variáveis meteorológicas que mais afetam a qualidade da distribuição, o vento e a precipitação. Para esta correlação foi utilizada a parcela estratificada do DEC relacionada às ocorrências emergenciais (DECine).

Foram considerados para o estudo os conjuntos elétricos cadastrados nos anos de 2015 a 2019. Para as três distribuidoras, existem conjuntos elétricos que estão cadastrados em 2019, mas que não possuem 5 anos de históricos para o DEC. Isso pode acontecer por redefinição dos conjuntos ou criação de novos conjuntos ao longo do tempo. Dessa forma, para garantir uma série histórica mais completa para a

correlação, foram utilizados somente os conjuntos que possuem um histórico completo para os últimos 5 anos.

Como já mencionado, as variáveis meteorológicas utilizadas para a correlação foram a velocidade do vento e precipitação, provenientes do ERA5 (**Seção 3.1 do Primeiro Relatório**). O mapeamento das quadrículas e dos conjuntos elétricos são representados pela Figura 5.1.1. Dependendo do tamanho do conjunto elétrico, pode haver várias quadrículas para representá-lo. Dessa forma, para uma correspondência mais assertiva entre a variável meteorológica e o DEC, foram utilizados os valores máximos mensais entre as quadrículas que representam cada conjunto. Para avaliação da velocidade do vento, utilizou-se a quantidade de dias no mês que o vento ficou acima do percentil de 90% de cada quadrícula. E, para precipitação, foi utilizado o acumulado mensal.

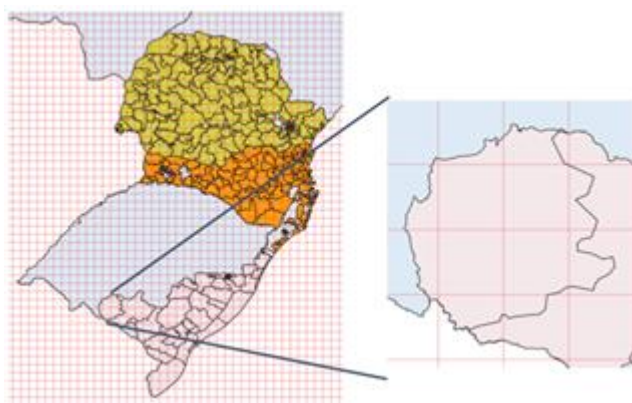


Figura 5.1.1: Conjunto elétrico da CEEE representado por quadrículas

Os coeficientes de correlação linear de Pearson (FARBER e LARSON, 2010) foram calculados entre as variáveis meteorológicas descritas e os dados de DECine e sua significância estatística foi testada para o nível de 90%.

A distribuição espacial dos conjuntos com correlação significativa estatisticamente, ou seja, que atingiram o valor crítico de correlação de $r \geq 0,214$ (BARBETTA, 2008) é apresentada na Figura 5.1.2. Os pontos em amarelo indicam quadrículas selecionadas para os acumulados de precipitação e, os em vermelho, para o número de dias com vento acima do P90.



Figura 5.1.2: Distribuição espacial dos conjuntos com correlação significativa

É importante ressaltar que as correlações foram feitas apenas para ventos iguais ou superiores ao percentil noventa. Este tipo de ocorrência é menos frequente e não deve ser interpretada como uma falta de correlação entre eventos e ocorrência. Da mesma forma, a chuva total mensal não deve ser considerada como a melhor variável para eventos extremos, pois nem sempre o mês mais chuvoso, teve os eventos mais significativos. Porém, a realização desta avaliação é sustentada, pois para cenários futuros o indicativo de variação nos totais mensais é interpretado como alteração climática que pode vir a impactar a distribuição de energia.

5.2. Validação do modelo climático

Para a validação do modelo de clima duas bases de dados são essenciais. Uma rodada do modelo climático para o passado, baseada nas condições atmosféricas observadas, conhecida como hindcast e os dados de referência que são considerados como a “verdade”, com os quais o hindcast do modelo é comparado para a validação.

Neste estudo, os dados da última década (1996-2005) do hindcast do Eta, descritos na **Seção 3.3 do Primeiro Relatório**, são comparados aos dados do ERA5 (1996-2005), que foram definidos como base de referência e descritos na **Seção 3.1 do Primeiro Relatório**.

A validação do modelo é feita separadamente para os acumulados de precipitação

(Seção 5.2.1) e para a velocidade do vento média diária (Seção 5.2.2).

5.2.1. Precipitação

Para validação da precipitação, primeiramente são analisados os acumulados diários de precipitação e, em um segundo momento, são explorados os valores extremos, acumulados diários acima do limiar de 40 mm.

A partir de mapas com a distribuição espacial das diferenças entre os acumulados diários médios de precipitação do hindcast e da referência, para cada estação do ano, é possível verificar que os maiores erros do modelo se concentram na costa de Santa Catarina e do Paraná, onde é observada uma área de superestimativa persistente ao longo de todo ano. Durante o verão, na fronteira dessa região, observa-se também uma faixa de subestimativa da precipitação.

Sobre a área das distribuidoras, as diferenças apresentam valores menores. Para os acumulados diários médios nas áreas de concessão, verifica-se que os valores são superestimados pelo modelo Hadgem na área das três distribuidoras, principalmente, durante o inverno. Quando analisados os acumulados mensais, é possível identificar um padrão de subestimativa no verão e superestimativa no inverno, o que também pode ser verificado nos mapas espaciais. Comparando a dimensão dos erros entre as áreas das distribuidoras, nota-se que, na área da CEEE, esses erros são ligeiramente menores que nas outras duas.

Para analisar o comportamento do modelo frente aos valores mais extremos de precipitação, foram comparados, nas duas bases de dados, o número de dias com acumulado de precipitação acima de 40 mm ao longo do período de análise, para cada estação do ano. Dessa comparação, pode-se observar que o modelo Hadgem subestima o número de dias com precipitação intensa, mantendo os mesmos padrões espaciais observados para os acumulados diários, o que indica que as subestimativas dos totais diários estão relacionadas à precipitação intensa.

Por meio dos histogramas de distribuição de frequência dos acumulados de precipitação nos dias em que o limiar mínimo de 40 mm é atingido, pode-se verificar que o modelo Hadgem apresenta frequências de ocorrência muito menores que o ERA5 nas classes com maiores acumulados de precipitação, confirmando a

deficiência do modelo em simular os eventos mais extremos.

De maneira resumida, reforça-se que:

- O modelo Hadgem tende a subestimar os acumulados mensais de precipitação no verão e superestimar no inverno, na área das três distribuidoras, sendo que se observam erros menores na área da CEEE;
- O modelo apresenta maiores erros na estimativa das precipitações mais intensas e subestima o número de dias em que a precipitação foi maior que 40 mm.

5.2.2. Velocidade do vento

Antes de iniciar a validação do vento, um importante aspecto dessa variável deve ser esclarecido. Nesse estudo, todas as análises foram realizadas utilizando a velocidade do vento média diária, que representa uma média de todos os valores simulados ou observados, em determinados intervalos de tempo (trinta minutos, uma hora, seis horas), ao longo de 24 horas. Devido ao caráter altamente variável do vento, que apresenta valores extremos pontuais, sua média diária é uma medida suavizada. Partindo desse pressuposto, nas análises deste relatório, não se espera encontrar valores extremos, como os observados no momento da passagem de um ciclone ou de uma frente fria, tratando-se de uma medida que representa o que aconteceu ao longo do dia em que esse evento foi observado. No entanto, como um evento extremo afeta o valor da média diária, os eventos extremos são considerados de forma indireta nas análises. Para um melhor entendimento das dimensões desta variável, na Figura 7.4 do **Anexo do Primeiro Relatório** são apresentadas as médias diárias do vento para cada estação do ano.

Com relação à validação propriamente dita, por meio de mapas de distribuição espacial das diferenças entre a velocidade do vento média diária - a partir de agora tratada como velocidade do vento diária - do hindcast e da referência, para cada estação do ano, pode-se destacar que durante os meses do verão o modelo tende a subestimar os valores de vento e no inverno observa-se uma superestimativa, principalmente na faixa leste da região Sul. Analisando as diferenças na área das distribuidoras, o mesmo comportamento é constatado: subestimativa durante o verão e superestimativa no inverno. Observa-se ainda que o desempenho do modelo não

apresenta diferenças significativas entre as áreas das distribuidoras.

Para avaliação de todos os valores da série temporal da velocidade do vento diária, utilizam-se os histogramas de distribuição de frequência e o gráfico quantil-quantil. Nessas Figuras, o vento estimado pelo modelo Hadgem é comparado ao vento do ERA5, demonstrando a qualidade das estimativas do Hadgem. Uma outra característica interessante, consequente da análise do histograma e do gráfico quantil-quantil, é a diferença entre o padrão do vento na área das distribuidoras. Na área da CEEE, observa-se que a velocidade do vento diária atinge valores maiores do que nas outras regiões, o que pode aumentar sua vulnerabilidade diante das mudanças no clima.

Em suma:

- A velocidade do vento diária é subestimada no verão e superestimada no inverno. Os erros nas áreas das distribuidoras não apresentam diferenças significativas;
- A velocidade diária para área da CEEE é maior do que nas outras duas distribuidoras e essa informação deve ser considerada na avaliação dos cenários futuros.

5.3. Análise das projeções futuras

Conhecido o comportamento do modelo utilizado após a etapa de validação (Seção 5.2), é possível iniciar a análise das projeções do clima futuro. Como já mencionado, as projeções futuras são comparadas com o período de hindcast, que é a simulação do modelo climático feita para o passado (1996-2005). Ao longo do texto, além de hindcast, esses dados podem ser tratados como período atual ou de referência, mas é importante que se mantenha em mente que esses termos se referem a essa rodada do modelo para o passado e, principalmente, que ela representa nossa condição climática atual. Para o melhor entendimento do comportamento das mudanças climáticas ao longo do tempo, o período futuro foi separado em três décadas: 2021-2030, 2031-2040 e 2041-2049.

A avaliação dos cenários futuros é feita separadamente para os acumulados diários de precipitação (Seção 5.3.1) e para a velocidade do vento média diária (Seção 5.3.2).

5.3.1. Precipitação

Para análise da precipitação, primeiramente, são avaliadas as alterações nos acumulados diários de precipitação e, em um segundo momento, a análise é focada nos valores extremos, acumulados diários acima do limiar de 40 mm.

A primeira análise pode ser realizada a partir de mapas com a distribuição espacial das diferenças entre os acumulados diários de precipitação no clima futuro e no atual, médios para cada estação do ano. De forma geral, observa-se sobre a área das três distribuidoras valores negativos na primeira década do século, que indicam uma diminuição da precipitação, sendo esse padrão mais marcante durante o verão. Essa informação é corroborada pelas médias das diferenças sobre a área de cada distribuidora ao longo dos meses, podendo ser identificado os maiores valores negativos em dezembro, janeiro e fevereiro, no período de 2021-2030. Ao longo das outras duas décadas, por outro lado, o sinal negativo se altera e as áreas das distribuidoras passam a apresentar valores positivos, indicando um aumento da precipitação. Essa tendência é confirmada por valores das diferenças muito próximos a zero ou positivos em todos os meses do ano nos períodos de 2031-2040 e 2041-2049.

Para tratar os valores mais extremos de precipitação, são analisados o número de dias com acumulado de precipitação acima de 40mm, somados em toda a década. Assim como foi observado para o acumulado diário de precipitação, verifica-se que na primeira década do século as diferenças entre o período futuro e o hindcast indicam uma diminuição do número de dias com precipitação acima de 40 mm e, novamente, este sinal é mais intenso no verão. Ao longo das décadas, é observada a inversão deste padrão e as maiores diferenças positivas são identificadas durante o inverno e a primavera.

Para um entendimento quantitativo dessas diferenças, sugere-se o exercício de definir os valores mais extremos e distribuí-los ano a ano. Selecionando o mapa referente ao período de 2041-2049, durante o inverno, observam-se diferenças máximas em torno de 20 dias. Isso significa que o modelo projeta um aumento de dois eventos extremos de precipitação por ano, durante o inverno, ao longo da década de 2040. Um aumento percentual de 40%, aproximadamente.

As distribuições de frequência dos valores de precipitação acumulados nos dias em que o limiar mínimo de 40 mm foi atingido, para a área de cada distribuidora, confirmam a tendência de aumento da precipitação ao longo do período de análise. Destaca-se sobretudo o aumento das frequências de ocorrência nas classes de precipitação mais intensa, notada claramente na década de 2040.

Nas Figuras 5.3.1, 5.3.2 e 5.3.3, apresenta-se ano a ano o somatório do número de dias com precipitação acima do limiar de 40 mm, considerando todas as quadrículas da área de concessão de cada distribuidora. Em se tratando de um indicador agregado, elucida-se que o valor máximo observável é proporcional ao número de quadrículas consideradas, não sendo limitado simplesmente ao número de dias do ano. A linha azul representa o hindcast e a laranja as projeções para o futuro.

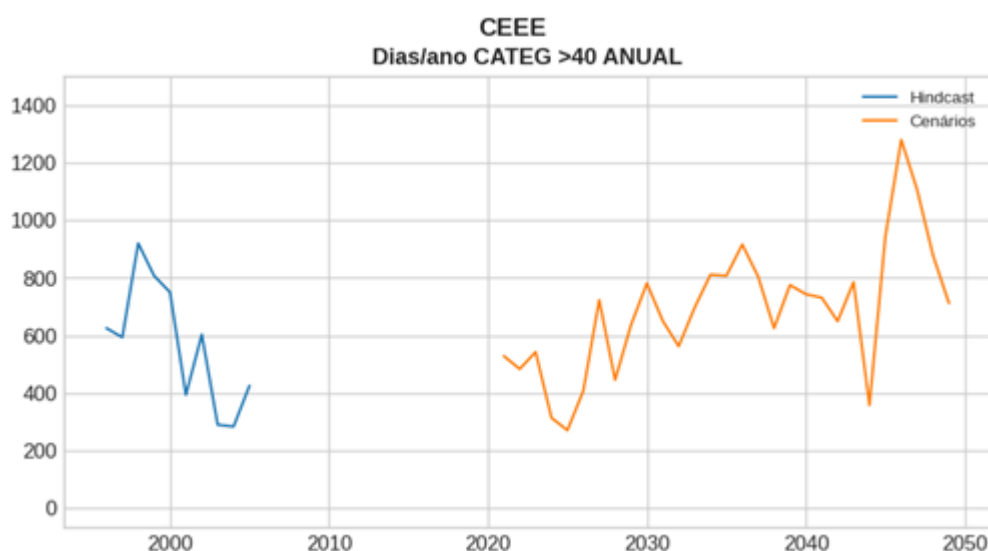


Figura 5.3.1: Somatório do número de dias por ano em que o acumulado diário de precipitação excedeu o limiar de 40 mm, considerando todas as quadrículas da área da distribuidora CEEE, para o hindcast (1996-2005) e para as projeções futuras (2021-2049)

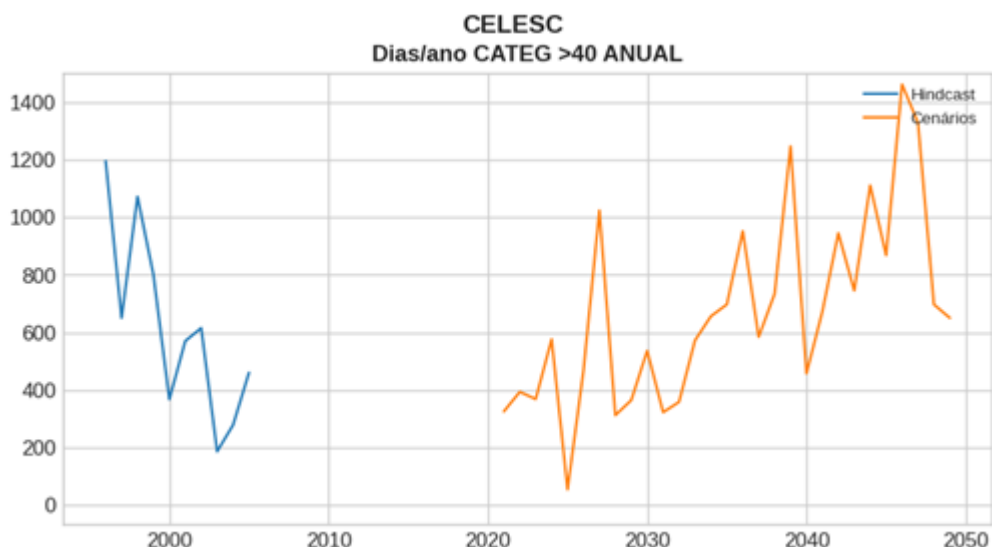


Figura 5.3.2: Somatório do número de dias por ano em que o acumulado diário de precipitação excedeu o limiar de 40 mm, considerando todas as quadrículas da área da distribuidora CELESC, para o hindcast (1996-2005) e para as projeções futuras (2021-2049)

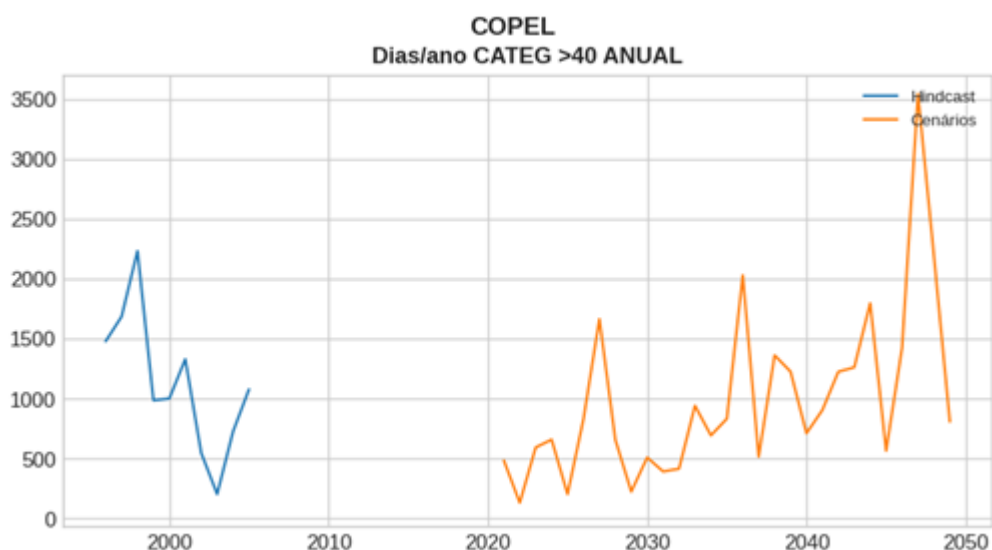


Figura 5.3.3: Somatório do número de dias por ano em que o acumulado diário de precipitação excedeu o limiar de 40 mm, considerando todas as quadrículas da área da distribuidora COPEL, para o hindcast (1996-2005) e para as projeções futuras (2021-2049)

Na área da CEEE pode-se verificar uma alta variabilidade ao longo dos anos, mas a tendência de aumento dos eventos de precipitação intensa fica bem clara quando comparada ao período de hindcast. Os meses de inverno e primavera dão a maior contribuição para o resultado, o que já foi indicado nos mapas da distribuição espacial.

Na área da CELESC essa tendência é mais evidente e a distribuidora tem o pior cenário em relação aos valores intensos de precipitação. Para COPEL também observa-se tendência de aumento do número de dias acima do limiar de 40 mm.

Em resumo:

- Observa-se a tendência de diminuição dos acumulados diários de precipitação na primeira década analisada, principalmente durante o verão, e a inversão deste padrão nas décadas seguintes, com maior aumento durante o inverno e a primavera;
- O modelo projeta o aumento de eventos intensos de precipitação na área das três distribuidoras, principalmente durante o inverno e a primavera. O pior cenário é observado na área da CELESC.

5.3.2. Velocidade do vento

Assim como foi proposto para precipitação, as análises do vento são realizadas inicialmente para a velocidade do vento média diária e, em seguida, são avaliados os valores extremos dessa variável.

Na distribuição espacial das diferenças entre a velocidade do vento diária no clima futuro e no atual, média para cada estação do ano, o padrão que mais se destaca é a extensa região de valores positivos observada sobre o oceano, que indica um aumento do vento, durante o verão, principalmente na primeira década de estudo. Dos valores médios para as diferenças sobre a área das distribuidoras, verifica-se, que essa tendência de aumento, durante o verão, diminui ao longo das décadas.

Para a análise dos eventos intensos de vento, é utilizado o valor do percentil de 99% (P99) da distribuição de probabilidade de cada quadrícula, diferente do que foi feito para os extremos de precipitação, onde um limiar fixo (40mm) foi selecionado para classificar os eventos mais intensos. Uma escolha desse tipo não seria adequada para o vento, pois essa variável tem uma dependência maior da topografia e de efeitos locais, variando muito espacialmente.

De forma prática, foram aplicados os seguintes passos para o cálculo dos percentis. A partir da série temporal do vento foi gerada uma distribuição de probabilidade para cada quadrícula. Os percentis são os valores do vento, no eixo x, que dividem a

distribuição de probabilidade em 100 partes iguais. E o percentil de 99% é o penúltimo, na ponta da distribuição: à esquerda dele ficam 99% dos valores (menores) e à direita fica 1% da distribuição (maiores).

O cálculo dos percentis foi efetuado para o período de referência, para cada quadrícula, e, dessa forma, esse valor varia espacialmente. Na avaliação proposta computa-se o número de dias em que a velocidade do vento diária no período futuro excedeu o percentil de 99% do hindcast. Dessa análise, observa-se que há uma variação da evolução temporal das diferenças dependendo da estação do ano. Para o verão, a década mais crítica em relação a essa variável é a de 2021-2030 e na primavera, 2031-2040. Se consideradas as áreas das distribuidoras, no primeiro caso, Santa Catarina e o Paraná seriam mais afetados, no segundo, o Rio Grande do Sul.

Nas Figuras 5.3.4, 5.3.5 e 5.3.6, apresenta-se ano a ano o somatório do número de dias com vento acima do P99, considerando todas as quadrículas da área de concessão de cada distribuidora. Em se tratando de um indicador agregado, destaca-se que o valor máximo observável é proporcional ao número de quadrículas consideradas, não sendo limitado simplesmente ao número de dias do ano. A linha azul representa o hindcast e a laranja as projeções para o futuro.

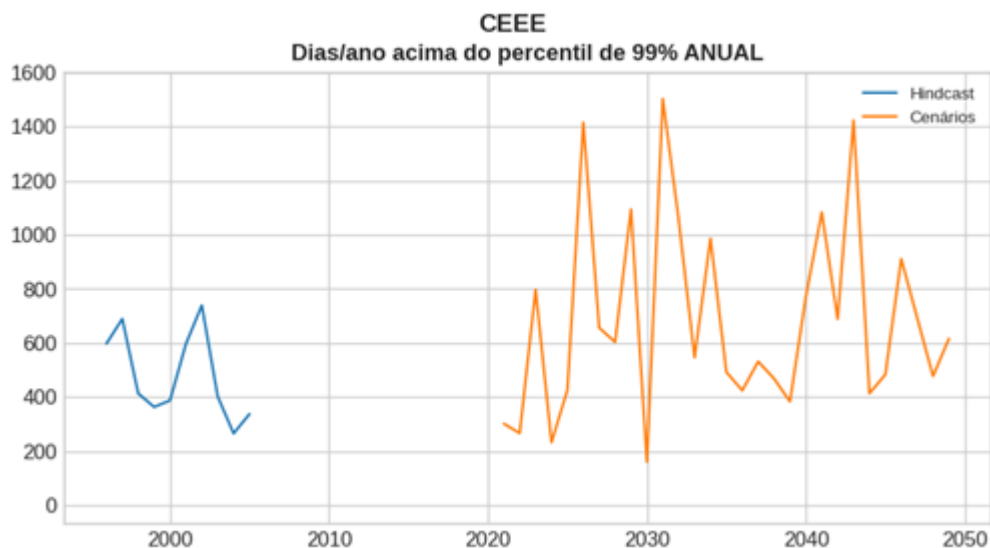


Figura 5.3.4: Somatório do número de dias por ano em que velocidade do vento diária excedeu o percentil de 99% do hindcast (1996-2005), considerando todas as quadrículas da área da distribuidora CEEE, para o hindcast (1996-2005) e para as projeções futuras (2021-2049)

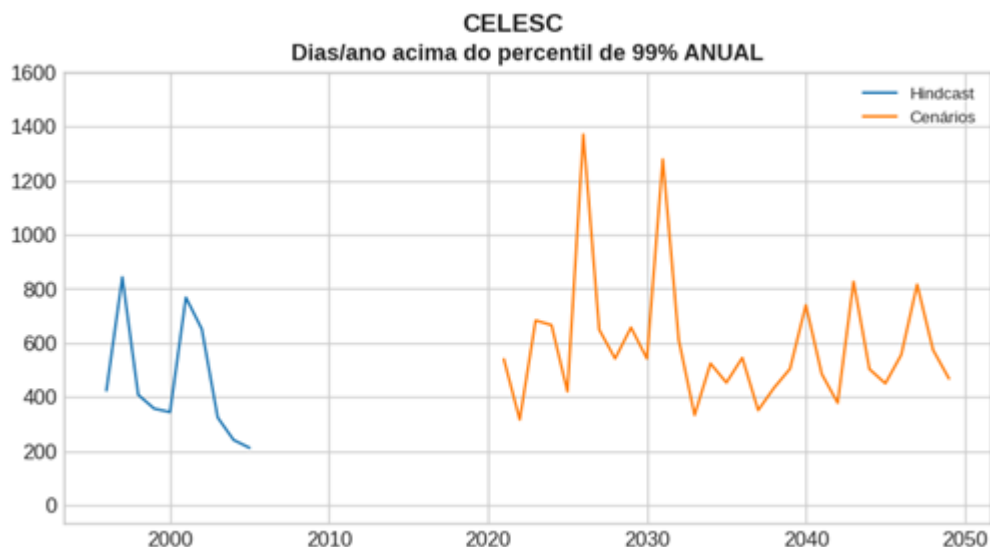


Figura 5.3.5: Somatório do número de dias por ano em que velocidade do vento diária excedeu o percentil de 99% do hindcast (1996-2005), considerando todas as quadrículas da área da distribuidora CELESC, para o hindcast (1996-2005) e para as projeções futuras (2021-2049)

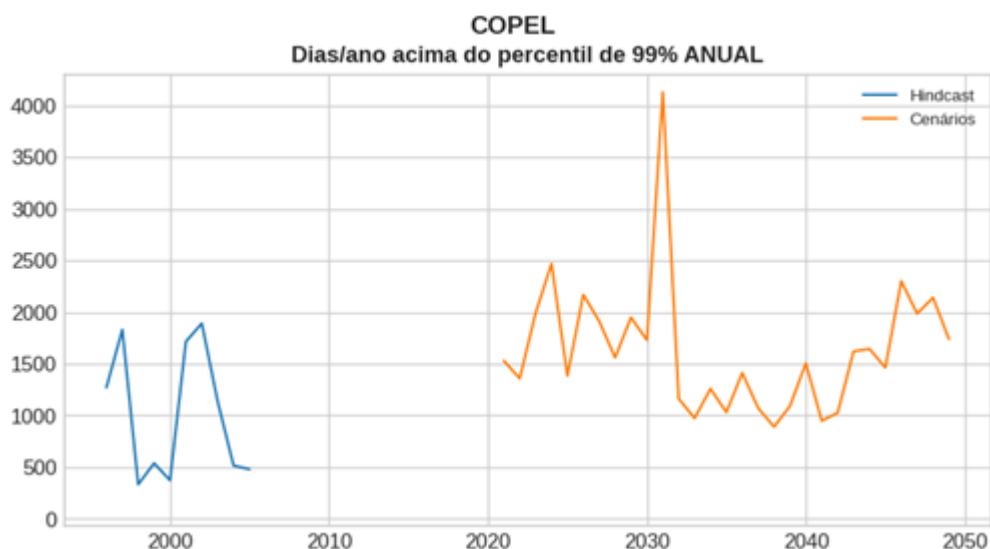


Figura 5.3.6: Somatório do número de dias por ano em que velocidade do vento diária excedeu o percentil de 99% do hindcast (1996-2005), considerando todas as quadrículas da área da distribuidora COPEL, para o hindcast (1996-2005) e para as projeções futuras (2021-2049)

A tendência de aumento para o vento não é tão clara quanto para precipitação, no entanto, se comparados os valores do hindcast, em azul, com os valores das projeções, em laranja, nota-se que, mesmo apresentando alta variabilidade, os anos mais extremos no futuro tem o dobro de dias com eventos de vento intenso, quando comparados ao hindcast. Na área da CEEE, por exemplo, estes valores ficam entre 600-800 no hindcast e 1400-1600 nas projeções. Sazonalmente, nessa distribuidora, a maior contribuição para o total anual é dos meses de primavera e verão. Na área da distribuidora CELESC, os anos com maior número de eventos intensos de vento ficam concentrados na primeira década e a contribuição sazonal dos meses de primavera e verão é bem clara. Da mesma forma para COPEL, o número de eventos intensos se concentra na primeira década de análise. No entanto, para essa distribuidora o final da série tem uma forte tendência de aumento, que pode ser mantida na segunda metade do século XXI.

Resumidamente:

- Observa-se que as projeções indicam um aumento no vento durante o verão na área das distribuidoras, principalmente nas duas primeiras décadas analisadas;
- Para eventos de vento intenso foram identificados os períodos mais críticos para as áreas das distribuidoras. Em Santa Catarina e no Paraná, identifica-se a primeira década de estudo, principalmente durante o verão. Para o Rio Grande do Sul, o período de 2031-2040, na primavera, é o mais crítico.

6. Análise dos relatórios de ISE

Eventos climáticos de maior intensidade podem ser expurgados caso enquadrados como Interrupção em Situação de Emergência (ISE). Nesta seção, são avaliados os relatórios de eventos que geraram ISE nas áreas de concessão da CEEE, CELESC e COPEL nos últimos anos (jan/2016 a dez/2020), à luz dos conceitos de resiliência e das observações prestadas nos workshops iniciais junto às distribuidoras. Os resultados obtidos são sintetizados pela construção de um trapézio de resiliência para cada uma das distribuidoras. A análise completa foi apresentada na **Seção 3.2 do Segundo Relatório**.

O Módulo 1 do PRODIST denomina Interrupção em Situação de Emergência (ISE), como uma Interrupção originada no sistema de distribuição, resultante de Evento que comprovadamente impossibilite a atuação imediata da distribuidora e que não tenha sido provocada ou agravada por esta e que seja:

- Decorrente de Evento associado a Decreto de Declaração de Situação de Emergência ou Estado de Calamidade Pública emitido por órgão competente; ou
- Decorrente de Evento cuja soma do CHI (Cliente Hora Interrompido) das interrupções ocorridas no sistema de distribuição seja superior ao calculado conforme a equação a seguir:

$$2.612 \cdot N^{0,35}$$

Onde N é o número de unidades consumidoras faturadas e atendidas em BT ou MT do mês de outubro do ano anterior ao período de apuração.

Dentre as informações que devem ser apresentadas incluem-se: tempo médio de preparação (TMP), de deslocamento (TMD) e de execução das equipes (TME); número de unidades consumidoras (UCs) atingidas; quantidade de interrupções associadas ao evento; data e hora do início da primeira e do término da última interrupção; média da duração das interrupções; duração da interrupção mais longa; e soma dos CHI das interrupções associadas ao evento.

Em função dos dados disponíveis, as análises apresentadas se concentram na quantificação do impacto causado pelas interrupções e nos tempos de restabelecimento da rede elétrica. Como existe uma forte correlação (avaliada pelo índice de Pearson) entre o número de unidades consumidoras atingidas, a quantidade de interrupções e a soma dos CHI atingido (Tabela 6.1) nos eventos avaliados, selecionou-se o número de UCs como parâmetro de análise, por conta da maior facilidade de interpretação física.

Tabela 6.1: Correlação entre indicadores.

Correlação Avaliada	CEEE	CELESC	COPEL
UCs/Interrupções	0,858	0,964	0,869
UCs/CHI	0,817	0,974	0,730

As variáveis analisadas são apresentadas em médias anuais nas Tabelas 6.2, 6.3 e 6.4. Os resultados temporais são tratados em escala decimal.

Tabela 6.2: Indicadores médios anuais para a CEEE.

Parâmetro	2016	2017	2018	2019	2020
Número de eventos ISE	24	9	6	15	8
TMP (h)	9,6	10,8	14,3	10,0	11,6
TMD (h)	1,0	0,7	0,9	0,6	0,7
TME (h)	3,4	3,0	4,9	6,5	2,8
Duração Interrupção (h)	11,1 ± 4,8	12,4 ± 3,7	16,9 ± 4,1	14,5 ± 5,9	13,7 ± 6,5
Máx. Duração Interrupção (h)	30,1	19,7	23,4	29,5	27,7
UCs atingidas (em milhares)	170 ± 132	186 ± 85	322 ± 169	136 ± 105	260 ± 294

Máx. UCs atingidas (em milhares)	443	335	531	450	932
Mín. UCs atingidas (em milhares)	1	19	94	20	60

Tabela 6.3: Indicadores médios anuais para a CELESC.

Parâmetro	2016	2017	2018	2019	2020
Número de eventos ISE	11	8	5	3	4
TMP (h)	6,3	4,9	6,0	4,4	8,7
TMD (h)	0,8	0,7	0,7	1,2	0,5
TME (h)	8,1	4,6	7,2	8,3	2,5
Duração Interrupção (h)	10,9 ± 6,1	9,3 ± 4	7,9 ± 2,3	3,8 ± 1,3	15,4 ± 12,5
Máx. Duração Interrupção (h)	23,0	17,0	11,7	5,1	32,5
UCs atingidas (em milhares)	87 ± 83	80 ± 124	75 ± 71	4 ± 2	425 ± 702
Máx. UCs atingidas (em milhares)	223	350	181	6	1470
Mín. UCs atingidas (em milhares)	0	2	6	2	13

Tabela 6.4: Indicadores médios anuais para a COPEL.

Parâmetro	2016	2017	2018	2019	2020
Número de eventos ISE	14	16	16	13	9
TMP (h)	2,0	2,2	6,9	4,7	6,5
TMD (h)	1,6	3,0	1,5	0,6	0,6
TME (h)	0,8	1,4	2,2	1,9	3,6
Duração Interrupção (h)	4,2 ± 2,7	5,6 ± 1,2	7,1 ± 2	5,8 ± 1,3	7,7±4,5

Máx. Duração Interrupção (h)	11,8	8,5	11,5	7,8	19,4
UCs atingidas (em milhares)	844 ± 901	1292 ± 490	1238 ± 801	1490 ± 776	769 ± 523
Máx. UCs atingidas (em milhares)	2481	2212	2787	2970	1960
Mín. UCs atingidas (em milhares)	2	650	23	465	412

Apesar de variações interanuais, é possível identificar padrões em cada uma das distribuidoras. Enquanto a CEEE e a CELESC possuem tempos de execução (TME) notadamente superiores aos da COPEL, esta última apresenta tempos de deslocamento médio (TMD) mais relevantes, sempre superiores a uma hora nos últimos quatro anos (2017-2020). Ainda que o tempo de preparo (TMP) componha uma parte considerável da duração média de interrupção no caso da COPEL, seus valores médios são inferiores aos da CEEE e CELESC, reforçando a sua capacidade operacional. A comparação dos valores de duração total pode ser visualizada na Figura 6.1.

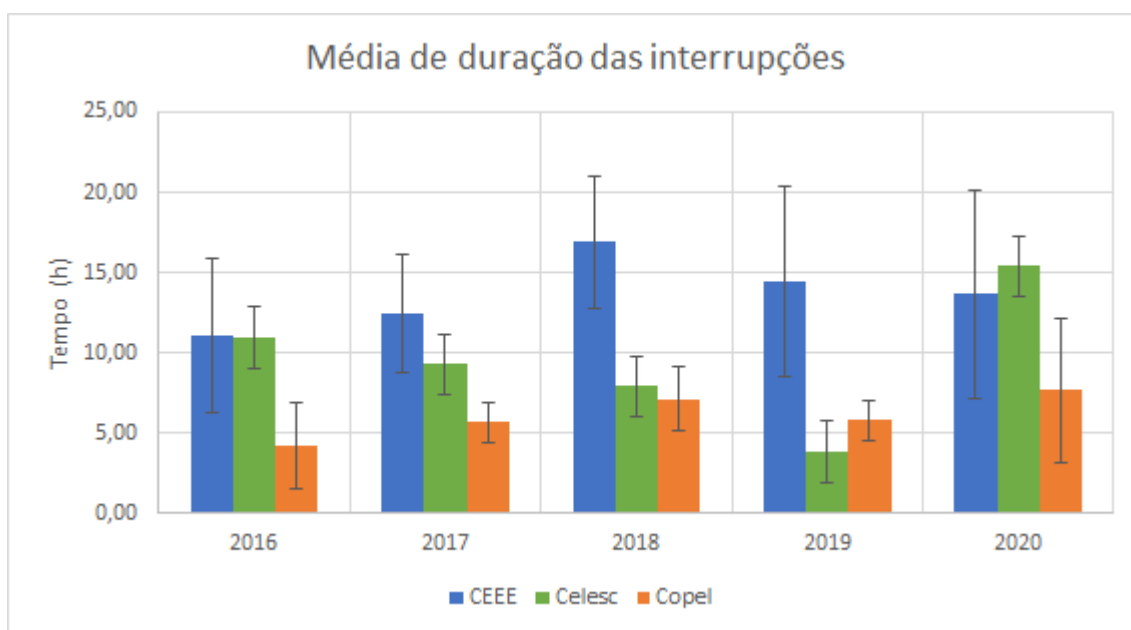


Figura 6.1: Comparação da média de duração das interrupções na CEEE, CELESC e COPEL.

Da Figura 6.1, destaca-se o aumento da duração das interrupções na CELESC em 2020, que está intrinsecamente relacionado ao ciclone bomba, evento de maior

impacto já enfrentado pela distribuidora catarinense. No caso da COPEL, embora o aumento do valor médio de duração das interrupções não seja tão pronunciado, destaca-se o maior desvio-padrão em razão deste evento único de maiores proporções.

A minimização do tempo de recomposição do sistema, esforço definido na revisão bibliográfica como resiliência operacional, pode ser atingida com a adoção de diferentes medidas, dentre elas: sistemas de monitoramento que permitam o conhecimento do estado degradado da rede (sem a necessidade de batedores); sistemas de comunicação mais robustos com redundâncias; dispositivos de automação e recursos energéticos distribuídos; realização de treinamentos para adaptação de planos de contingência; e participação (ou criação) de grupos de assistência mútua.

Do ponto de vista do impacto causado pelas interrupções, analisa-se a comparação da média de UCs atingidas em cada um dos anos em eventos ISE. Para permitir uma comparação mais justa, os resultados foram normalizados pelo número total de UCs de cada distribuidora no mês de outubro no ano anterior ao mensurado, obtido em ANEEL (2020a). Os resultados comparativos são apresentados na Figura 6.2.

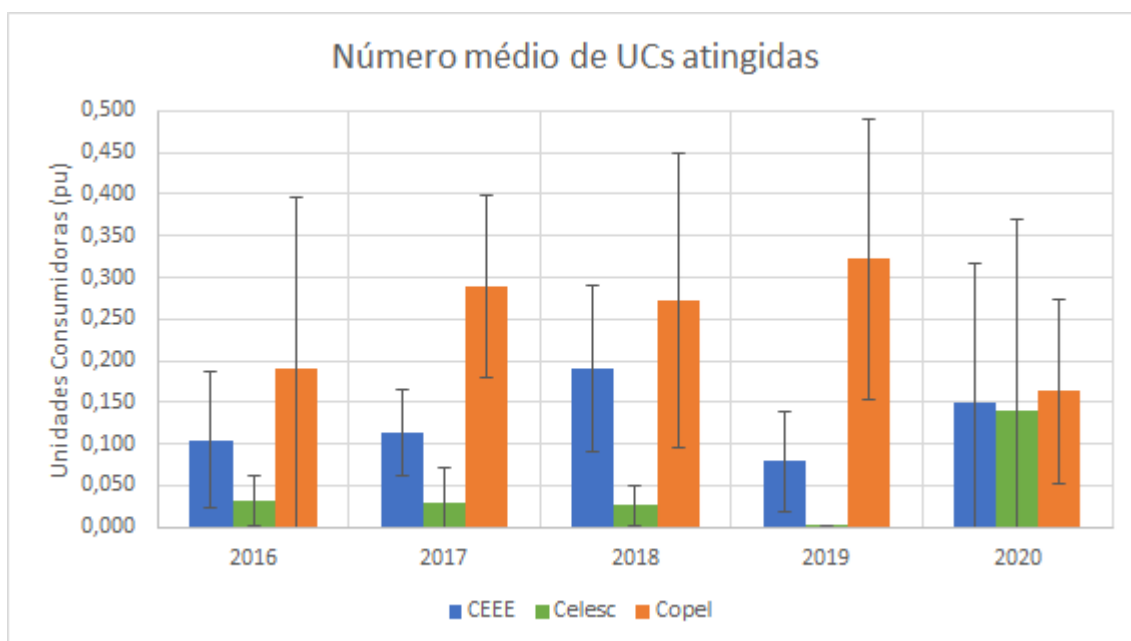


Figura 6.2: Comparação do número médio de Unidades Consumidoras atingidas em eventos ISE.

Apesar da COPEL ser a distribuidora com o maior número de UCs atendidas, os impactos de eventos ISE no Paraná, também, são maiores que nas demais regiões. Observa-se também o grande efeito do ciclone bomba, que aumentou a média e o desvio-padrão de UCs atingidas na área de concessão da CELESC em 2020. No estado de Santa Catarina eventos ISE são declarados tipicamente com um número reduzido de UCs atingidas.

Quando dos workshops iniciais com as distribuidoras, o corpo técnico da CEEE salientou a dificuldade de enquadrar eventos como ISE, por conta da extensão geográfica da sua área de concessão, que contribui para que eventos de grande impacto sejam bem localizados. Em contribuição à ARR nº 001/2019-SRD/ANEEL (ANEEL, 2019), a COPEL sugeriu que a definição de ISE fosse ajustada para tratar de ocorrências severas e abrangentes no âmbito dos conjuntos, e não apenas de ocorrências de grande impacto na concessão, como ocorre atualmente.

Em resposta, a ANEEL ressaltou que já existe tratamento regulamentado para interrupções dentro de um mesmo conjunto por meio do conceito de Dia Crítico (DICRI), que permite o expurgo das interrupções que ocorram em dias nos quais o número de ocorrências emergenciais supere a média acrescida de três desvios padrões dos valores diários de um determinado conjunto. Portanto, a adoção de forma simultânea do DICRI e de ISE para endereçamento de ocorrências no âmbito dos conjuntos não é cogitada, pois isso se configuraria em uma sobreposição regulatória (ANEEL, 2020b).

Dentre as medidas que podem ser empregadas para o reforço da resiliência de infraestrutura e redução do impacto de eventos em sistemas de distribuição destacam-se: gestão de vegetação, enterramento seletivo de linhas e o aumento dos padrões de design e construção.

A fim de sintetizar os gráficos até aqui apresentados, propõe-se a construção de maneira qualitativa do trapézio de resiliência para cada uma das distribuidoras, comparado também aos resultados da CELESC em resposta ao ciclone bomba. O trapézio de resiliência de referência é o apresentado por Panteli et al. (2017), trazido na seção de experiências internacionais e ilustrado novamente na Figura 6.3.

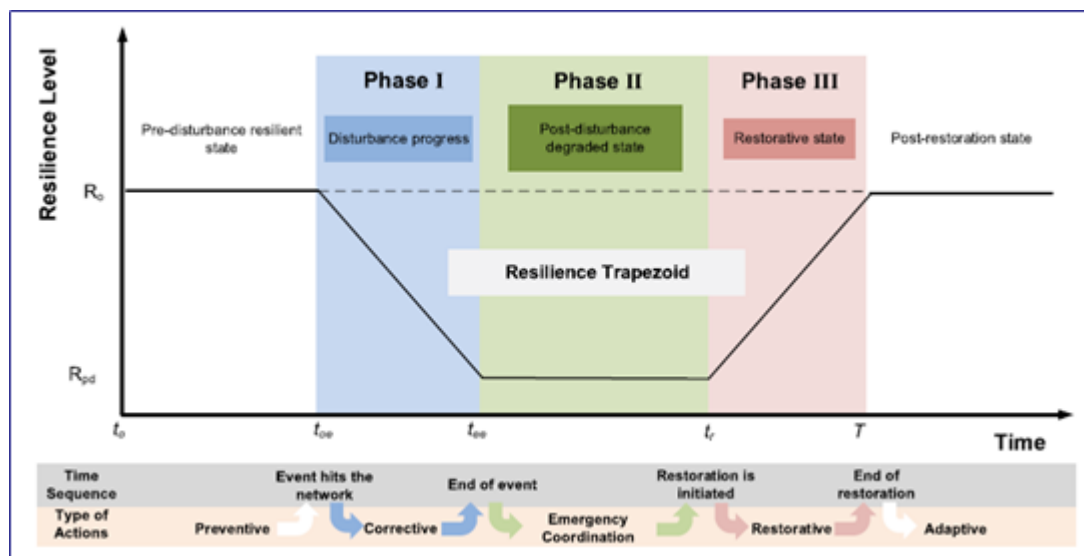


Figura 6.3: Trapézio de resiliência. (Fonte: Panteli et al., 2017).

Nessa análise, a ordenada do gráfico é mensurada pelo impacto em termos de UCs atingidas, em pu (valor por unidade). No eixo das abscissas propõe-se a avaliação dos tempos de recomposição. Essa análise qualitativa foi baseada nos tempos médios (TMP, TMD, TME) em escala arbitrária que permita a comparação visual. Na Fase 1, considerou-se uma degradação linear em uma unidade de tempo idêntica para todas as distribuidoras e para o evento do ciclone bomba. Na Fase 2, foram utilizados os tempos TMP e TMD somados; e na Fase 3 adotou-se uma recomposição linear em função de TME. Os valores utilizados são referentes a 2017, por representarem uma boa aproximação dos resultados dos últimos 5 anos de cada distribuidora.

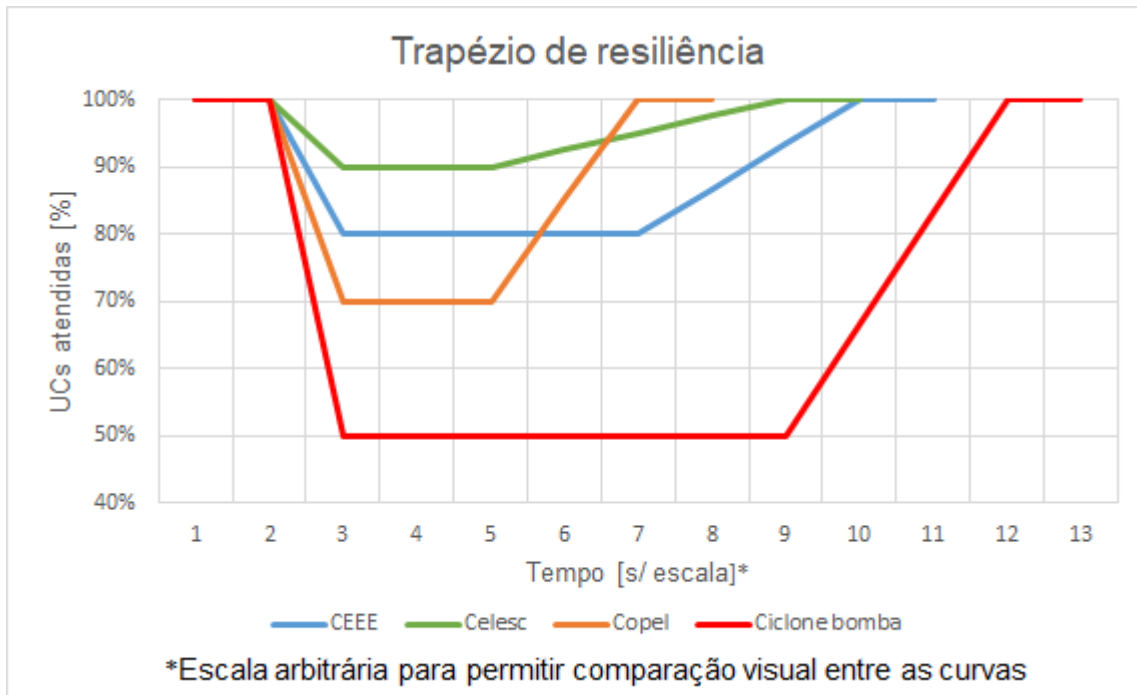


Figura 6.4: Trapézio de resiliência comparativo.

Da Figura 6.4, pode ser observado o maior impacto e menores tempos de recomposição para eventos ISE na COPEL. A CELESC sofre o menor impacto (em valores absolutos) e apresenta um tempo total de recomposição inferior ao da CEEE, porém é a distribuidora com maior tempo médio de execução (TME). O ciclone bomba, por conta das suas proporções catastróficas, apresenta tempos de execução médios (em 10452 interrupções) não tão elevados (aproximadamente 1 hora). Por outro lado, a magnitude do impacto (1,47 milhão de UCs atingidas) e a dificuldade logística para o despacho das equipes torna-se bastante evidente (elevado TMP).

Reforça-se novamente, que essa análise é qualitativa e não se interessa em reproduzir de maneira fiel a evolução temporal da reconstrução, apenas pretende apresentar de maneira visual uma compilação dos resultados já indicados, permitindo a comparação de desempenho entre as distribuidoras e possivelmente indicando pontos a serem melhorados. Um paralelo da evolução real poderia ser obtido a partir da Figura 6.5, uma reflexão da evolução temporal de UCs atingidas na área de concessão da CELESC durante o ciclone bomba.



Figura 6.5: Curva de resiliência real da CELESC durante o ciclone bomba; reflexão da Figura 3.2.1. (Fonte: CELESC, 2020 - Adaptado pelo autor).

É importante destacar que as métricas aqui propostas são baseadas em 161 relatórios de ISE de 2017 a 2020, apresentados nos sites da CEEE, CELESC e COPEL. Não se contempla, dessa forma, eventos de grande impacto que não ultrapassaram o limite de CHI, o que poderia enriquecer as análises realizadas. Ainda assim, avalia-se que os resultados encontrados são abrangentes e podem dar suporte a decisões relacionadas à adoção de medidas voltadas ao aumento da resiliência de redes de distribuição.

7. Estudo de correlação entre indicadores de qualidade de fornecimento, variáveis climáticas e padrões construtivos de rede

Para as análises de correlação propostas, utiliza-se como ponto de partida a clusterização das quadrículas, que levou em consideração os diferentes tipos de investimentos planejados entre os anos de 2019 e 2029, os indicadores de continuidade das redes, distribuições de clientes, equipamentos e energia e, por fim, os indicadores de precipitação e velocidade do vento presentes e projeções para a próxima década (**Seção 4.4 do Primeiro Relatório**).

Em virtude do conhecido impacto de variáveis climáticas sobre a rede de distribuição, apresenta-se um estudo dos esforços mecânicos decorrente principalmente, mas não exclusivamente, da ação do vento nos equipamentos (**Seção 3.4 do Segundo Relatório**).

Então, o levantamento de parâmetros de robustez (idade, CAPEX, chaves NA e NF) e de capacidade de recuperação das redes (religadores, chaves automatizadas, chaves VIS, equipes alocadas e TMA) (**Seção 3.6 do Segundo Relatório**) é utilizado como insumo para análises de correlação a fim de se entender quais são os parâmetros de maior impacto para os indicadores de continuidade (**Seção 3.7 do Segundo Relatório**).

Os principais resultados de cada uma das seções mencionadas são apresentados na sequência.

7.1. Clusterização das quadrículas

O **Primeiro Relatório** deste projeto teve como uma de suas atividades a extração de informações necessárias das bases de dados das empresas e a identificação de regiões que são críticas com relação aos planos de investimentos das distribuidoras, seus indicadores de continuidade, os parâmetros climáticos atuais e as projeções futuras. Para isso, utilizou-se uma técnica de clusterização para caracterizar as quadrículas analisadas de acordo com a base de dados elaborada. Dessa forma, um dos resultados do estudo foi a classificação das quadrículas por agrupamentos de

semelhança, cujos resultados obtidos são discutidos em maiores detalhes na Seção 4.4 do **Primeiro Relatório**.

Uma vez agrupadas as quadrículas por semelhança de suas características, leva-se em conta essa divisão nas avaliações dos equipamentos e estudos de potenciais áreas para novos investimentos em resiliência das redes. A Figura 7.1.1 apresenta a divisão das quadrículas em clusters, sendo o tamanho da bolha proporcional aos investimentos que serão realizados na região até o ano de 2029.

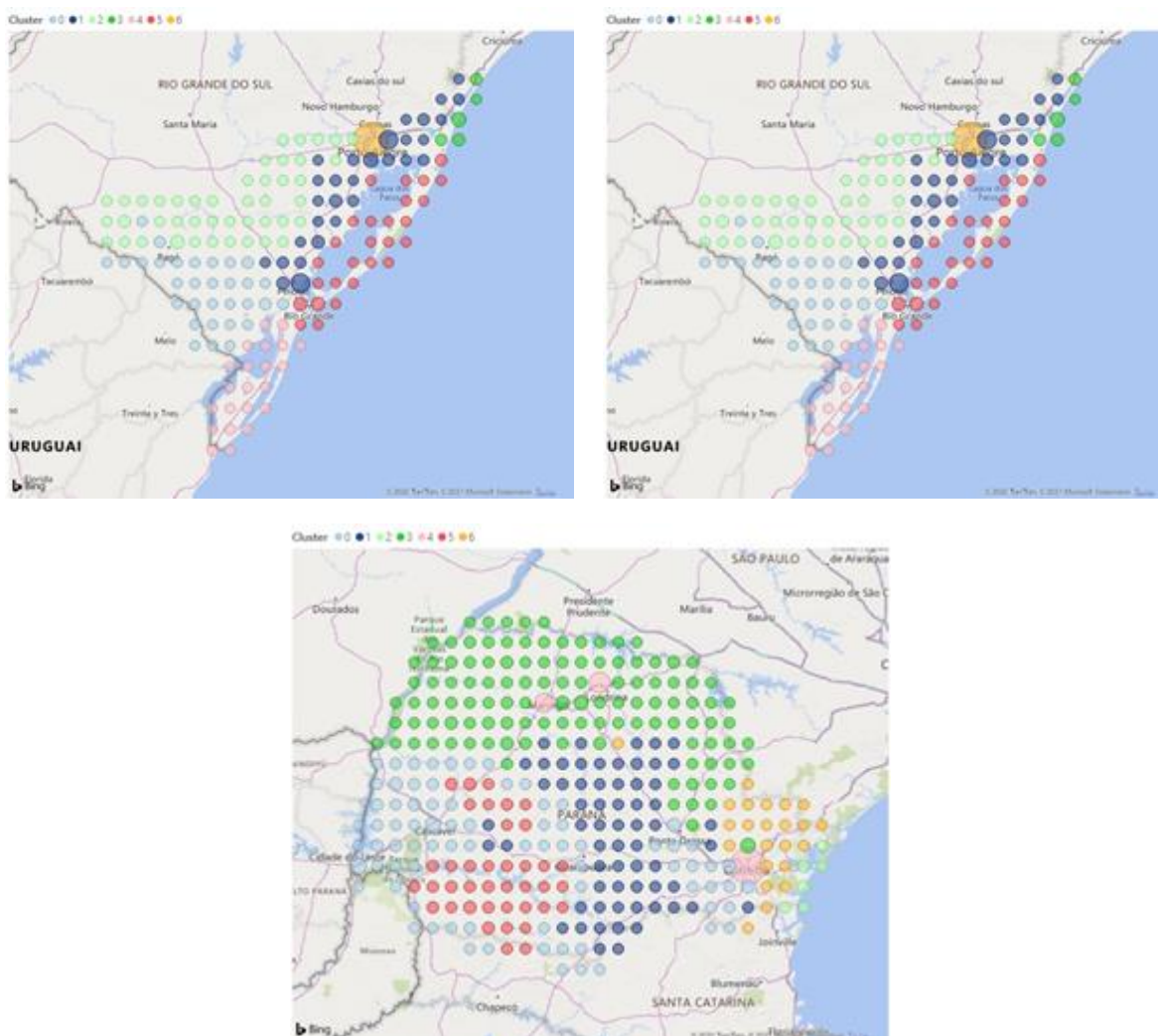


Figura 7.1.1: Distribuição dos clusters para as empresas analisadas

De maneira resumida, os clusters de cada distribuidora podem ser caracterizados da seguinte maneira:

- **CEEE**
 - O cluster 6 apresenta os investimentos mais altos para os próximos anos, de acordo com o plano da distribuidora, e também apresenta os melhores indicadores de continuidade;
 - O cluster 4 apresenta uma situação oposta, sendo o que apresenta a menor concentração de investimentos e os piores indicadores de continuidade;
 - Os clusters 0 e 2 também apresentam baixa concentração de investimentos para a próxima década e altos indicadores de continuidade;
 - Já o cluster 3, apesar de ser o segundo agrupamento com maiores investimentos, é o que apresenta as maiores variações nos parâmetros de clima.
- **CELESC**
 - O cluster 6 foi o agrupamento que concentrou os investimentos e os melhores indicadores DEC, FEC e DGC;
 - O cluster 4 apresentou a menor concentração de investimentos e piores indicadores de continuidade;
 - O cluster 3 da CELESC é o que apresenta maiores variações dos parâmetros de clima.
- **COPEL**
 - De maneira similar, o agrupamento de concentra os investimentos também é o que apresentou os melhores indicadores de continuidade, sendo neste caso o cluster 4;
 - Os clusters com menores investimentos para os próximos anos, 1 e 6, também são os com piores indicadores de continuidade;
 - No caso da COPEL, os clusters que apresentaram as maiores variações na velocidade média do vento na próxima década são os que atualmente apresentam os melhores indicadores de continuidade.

Os dados médios por cluster de investimentos na próxima década, indicadores de continuidade e parâmetros climáticos projetados podem ser visualizados nas Tabelas 7.1.2 a 7.1.4.

As Figuras 7.1.2 a 7.1.4, por sua vez, apresentam como estão distribuídos os parâmetros de clima para cada quadrícula, para a próxima década. São apresentados os valores apenas para a primavera, sendo os valores gerais por estação do ano apresentados nas Tabelas 7.1.2 a 7.1.4.

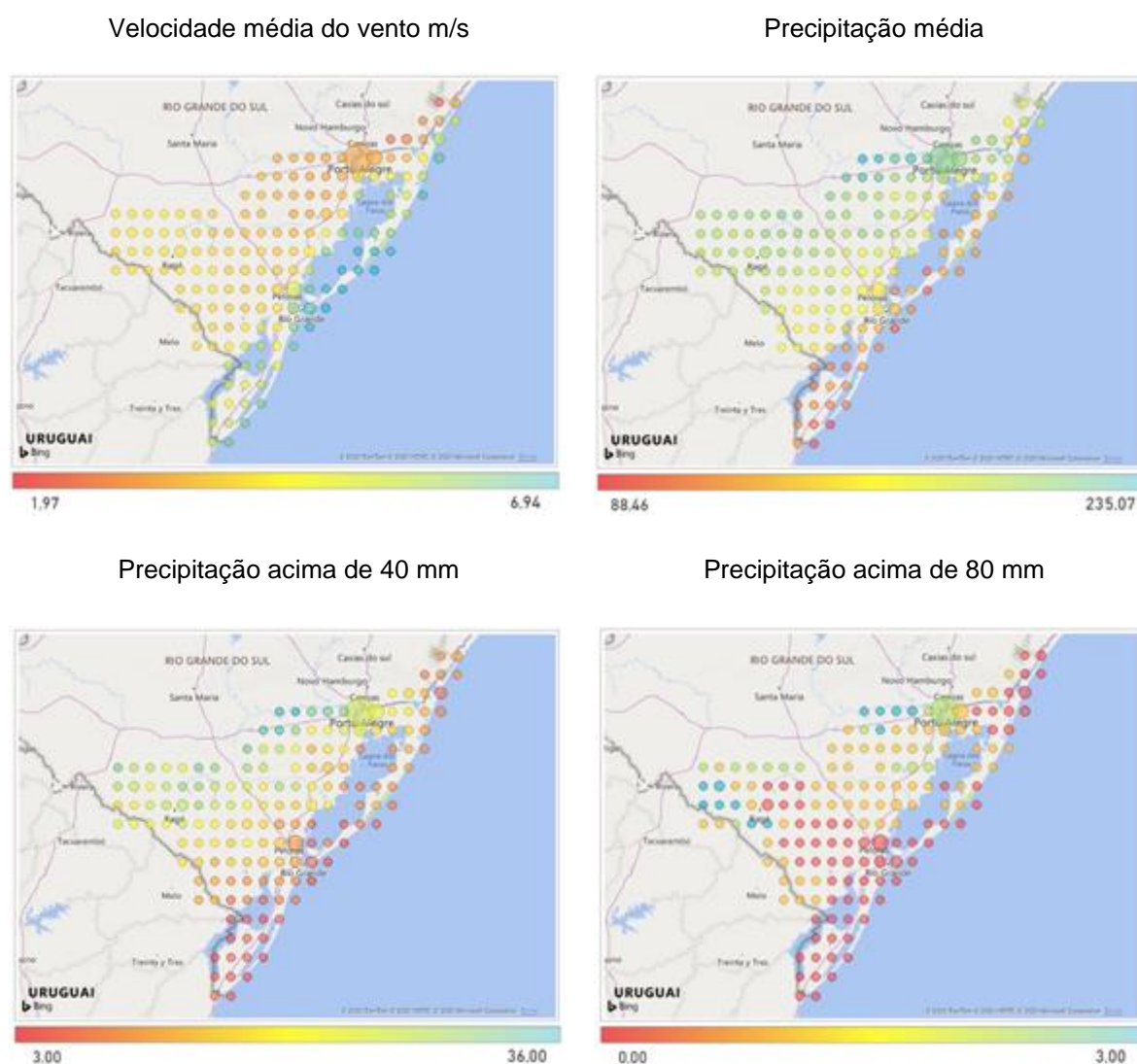
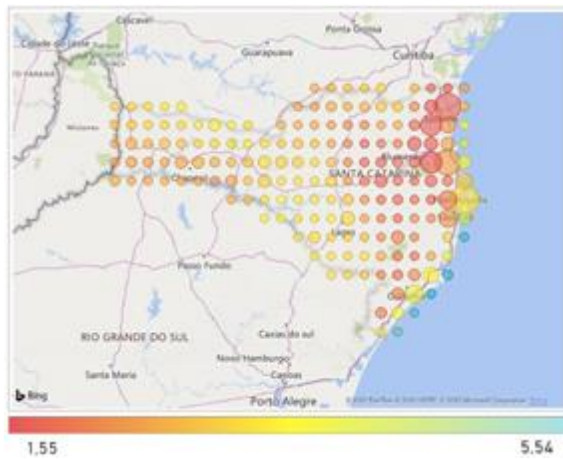
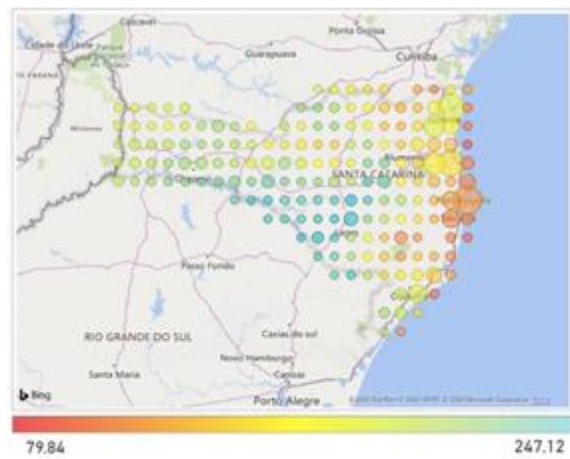


Figura 7.1.2: Parâmetros de clima entre 2021 e 2030 - CEEE

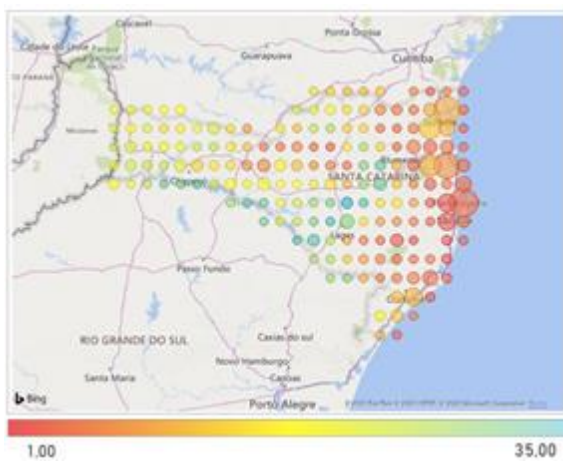
Velocidade média do vento m/s



Precipitação média



Precipitação acima de 40 mm



Precipitação acima de 80 mm

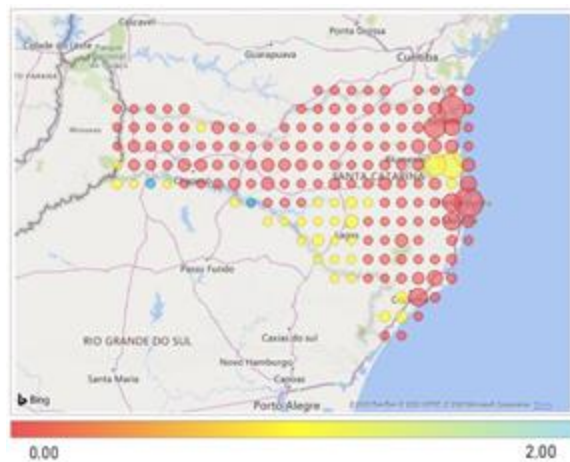


Figura 7.1.3: Parâmetros de clima entre 2021 e 2030 - CELESC

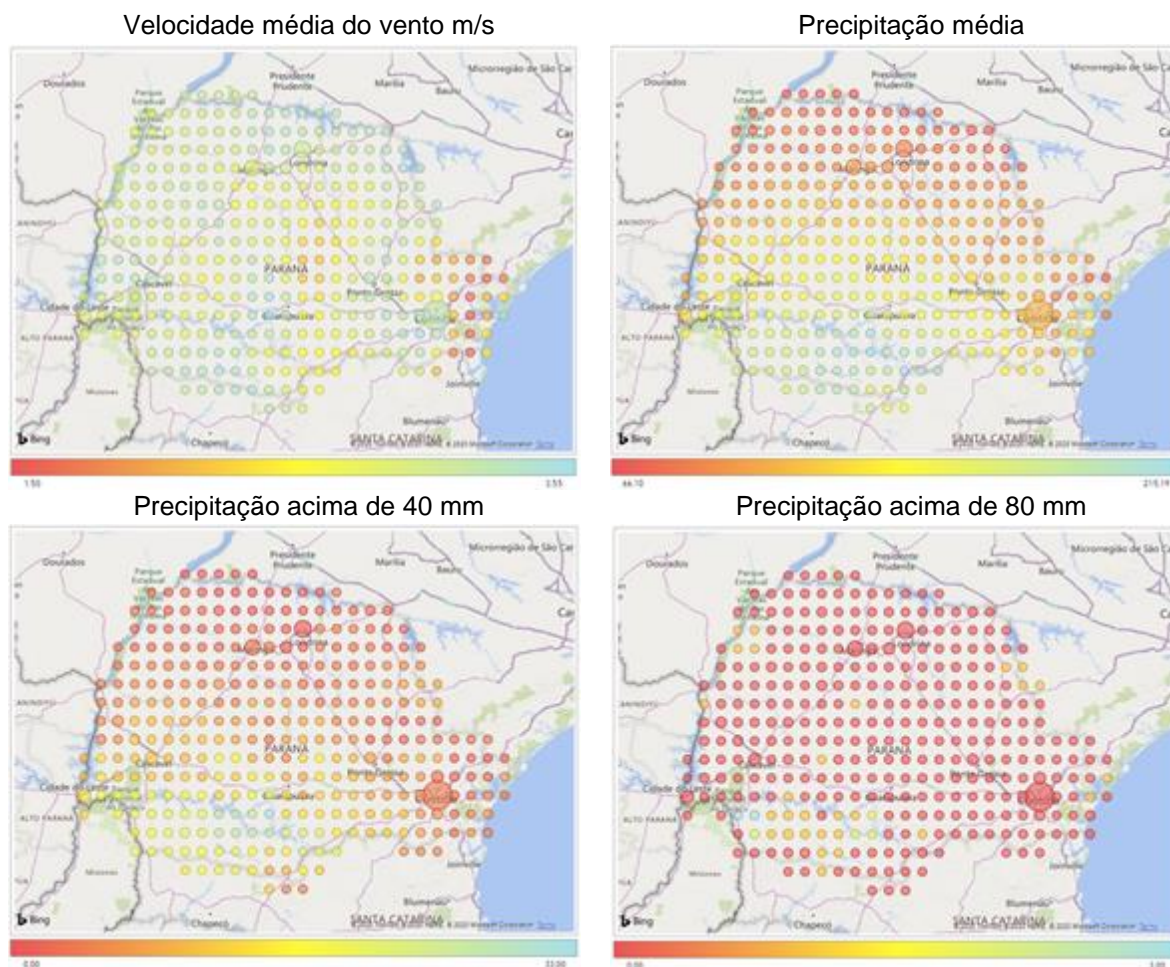


Figura 7.1.4 Parâmetros de clima entre 2021 e 2030 - COPEL

Assim, verifica-se regiões que terão baixos investimentos nos próximos anos, mas que as projeções mostram maiores valores de chuva e velocidade média dos ventos, parâmetros que possuem correlação com a qualidade do atendimento das empresas, como discutido. As Tabelas 7.1.2 a 7.1.4 sumarizam os valores médios por cluster obtidos nos estudos no **Primeiro Relatório**, dos investimentos que serão realizados pelas distribuidoras até o ano de 2029 e das projeções de parâmetros climáticos de 2021 a 2030. Em mais detalhes, a Tabela 7.1.1 descreve os parâmetros avaliados.

Tabela 7.1.1: Descrição das variáveis analisadas

Parâmetro	Descrição	
Investimento Total médio (milhões)	Investimentos totais realizados pela distribuidora até o ano de 2029	
FEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	Calculados a partir das informações de DIC e FIC por consumidor, provenientes da BDGD DJF: Verão MAM: Outono JJA: Inverno SON: Primavera
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora	
DGC	Indicador de Desempenho Global de Continuidade	
spd_DJF/MAM/JJA/SON	Projeção da velocidade média do vento para a próxima década (2021-2030), por estação do ano	
prec_DJF/MAM/JJA/SON	Projeção da precipitação média para a próxima década (2021-2030), por estação do ano	

Tabela 7.1.2: Valores médios por cluster - CEEE

CEEE							
Parâmetro	Cluster 0	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6
Investimento Total médio (milhões)	3,23	23,52	3,48	31,71	0,78	6,04	419,22
DEC	53,03	21,34	30,72	12,14	88,48	18,06	8,04
FEC	21,39	12,64	12,61	8,32	22,09	9,68	5,53
DGC	3,40	1,75	2,20	1,29	5,00	1,43	1,13
spd_DJF	3,72	3,38	3,43	5,28	4,95	6,10	2,99
spd_MAM	3,46	3,24	3,21	4,80	4,64	5,76	2,85
spd_JJA	3,68	3,39	3,29	4,81	5,08	6,01	2,76
spd_SON	3,95	3,54	3,73	4,76	5,05	6,01	2,76
prec_DJF	81,52	46,96	65,82	45,76	48,28	28,29	48,48
prec_MAM	84,53	83,70	77,70	136,86	101,89	83,51	77,21
prec_JJA	106,05	138,95	121,50	186,13	117,34	142,30	144,16
prec_SON	172,39	178,64	196,89	165,77	115,18	130,00	202,70

Tabela 7.1.3: Valores médios por cluster - CELESC

CELESC							
Parâmetro	Cluster 0	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6
Investimento Total médio (milhões)	31,22	7,29	26,28	22,01	4,58	8,67	151,44
DEC	11,37	15,03	9,24	9,42	18,52	13,81	6,81
FEC	7,89	8,91	6,48	7,10	10,12	9,85	5,16
DGC	1,08	1,04	1,02	1,06	1,22	0,91	0,82
spd_DJF	2,12	2,29	3,04	5,13	3,02	2,55	2,28
spd_MAM	1,81	2,13	3,14	4,42	2,72	2,37	2,18
spd_JJA	1,89	2,50	3,27	4,33	2,97	2,72	2,24
spd_SON	1,90	2,41	2,93	4,41	3,14	2,68	2,14
prec_DJF	66,26	61,24	81,29	54,85	78,11	78,60	95,44
prec_MAM	134,85	72,42	179,12	146,51	92,75	87,80	181,12
prec_JJA	146,94	122,95	210,45	174,58	172,21	150,74	198,81
prec_SON	149,94	148,31	117,68	136,28	228,81	190,40	154,11

Tabela 7.1.4: Valores médios por cluster - COPEL

COPEL							
Parâmetro	Cluster 0	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6
Investimento Total médio (milhões)	26,53	7,71	29,72	19,89	702,76	21,08	5,54
DEC	10,06	20,50	8,14	8,77	3,76	14,38	24,56
FEC	6,83	11,38	4,75	5,95	3,13	9,84	11,52
DGC	0,90	1,19	0,81	0,84	0,56	0,96	1,64
spd_DJF	2,93	2,44	2,39	2,87	2,95	2,88	1,97
spd_MAM	2,71	2,24	2,44	2,64	2,68	2,67	1,72
spd_JJA	3,13	2,56	2,53	2,92	2,91	3,02	1,88
spd_SON	3,09	2,62	2,34	3,05	3,07	3,03	1,97
prec_DJF	70,95	85,58	97,84	74,03	70,87	79,23	65,75
prec_MAM	68,70	69,66	196,64	47,44	51,55	82,44	72,93
prec_JJA	132,63	141,48	219,68	96,51	106,35	163,99	111,92
prec_SON	139,64	143,41	123,46	89,54	98,18	172,09	103,46

Assim, ao considerar os parâmetros climáticos, os investimentos futuros e os atuais indicadores de continuidade dos conjuntos, verificou-se que clusters como 2 e 4 para CEEE, 1 e 4 para a CELESC e 1 e 6 para a COPEL podem ser considerados como alvo para novos investimentos, avaliando apenas estes parâmetros. Neste relatório são avaliados os impactos que estas regiões têm para os indicadores globais da empresa e como um plano de obras pode ser feito a partir de uma descrição mais detalhada de quadrículas críticas.

7.2. Estudo de esforços mecânicos nas redes de distribuição

Dentre os itens considerados nos cálculos de esforços mecânicos, a velocidade de vento máxima a ser considerada para especificação dos materiais de redes de

distribuição de energia elétrica urbanas e rurais merece especial atenção. Os parâmetros considerados nos cálculos mecânicos dos projetos, e a eficácia das manutenções realizadas após a montagem da rede de distribuição indicam quanto ela é resistente à ação direta e indireta de vendavais.

Ressalta-se, de maneira importante, que a ação de vendavais e ciclones com velocidades de vento superiores às consideradas como críticas ou de colapso nos cálculos mecânicos podem levar à inclinação da rede ou quebra de poste, e/ou rompimento de condutores, provocando além de desligamentos, situações de risco à vida de pessoas e de animais.

As velocidades de vento máximas que constam em normas técnicas das distribuidoras são oriundas quase na totalidade de Relatórios Técnicos do CODI – Comitê de Distribuição (atual ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), elaborados há mais de 40 anos, não havendo documentação disponível que detalhe como foram estabelecidas as velocidades de 60 km/h para redes urbanas, e 80 km/h (rural leve), 100 km/h (rural média) e 130 km/h (rural pesada) adotadas nestes relatórios (Tabela 7.2.1). No mais, cabe o comentário de que não foi constatada a adoção da velocidade de 130 km/h (rural pesada) por nenhuma distribuidora brasileira.

Tabela 7.2.1: Categorias de redes de distribuição recomendadas pelos RTDs do CODI.

Categoria de rede	Velocidade do vento máxima (km/h)	Pressão de vento no condutor (daN/m²)	Faixas de temperaturas (°C)
Urbana	60	16,96	0 a 50
Rural leve	80	30,14	0 a 50
Rural média	100	47,10	-5 a 50
Rural pesada	130	79,60	-10 a 50

Poucas distribuidoras adotam em suas normas técnicas velocidades de vento obtidas de mapas que constam nas normas ABNT NBR 5422:1985 – “Projeto de linhas aéreas

de transmissão de energia elétrica” e NBR 6123:1988 – “Forças devidas ao vento em edificações”.

Com base na NBR 5422, o grupo CPFL Energia padronizou através da norma GED-3648 – “Projeto de Rede de Distribuição – Cálculo Mecânico”, a velocidade de vento máxima de 117 km/h para toda a área de concessão da RGE Sul, em projetos de redes de distribuição urbanas e rurais.

Para subsidiar os estudos desenvolvidos, a Climatedpo elaborou mapas de velocidades de vento máximas com período de integração horário. Da análise conjunta dos mapas da NBR 5422, NBR 6123 e da Climatedpo, não era pretendido que fosse possível comparar os valores de velocidades de vento em si, uma vez que estes foram obtidos via diferentes critérios, principalmente no que tange o tempo de integração. Entretanto, esperava-se que as regiões por faixa de velocidade fossem similares, o que não foi verificado, sendo notáveis grandes divergências.

Em virtude da relevância da velocidade de vento nos custos de obras, seus reflexos nos indicadores de continuidade, e tendo em vista os recursos tecnológicos existentes atualmente – em contraponto aos da década de 1980, quando foram emitidos os relatórios do CODI e os mapas das normas NBR 5422 e NBR 6123, que ainda são as principais referências para os padrões normativos das distribuidoras –, o estudo detalhado dos impactos da ação do vento em redes de distribuição aéreas se destaca como uma importante área para melhorias ainda inexplorada. Projetos de P&D que se dediquem a essa análise, podendo também incluir o efeito dos tipos de solo de cada região, têm grande potencial para proporcionar maior segurança às pessoas e às instalações, otimizar os recursos destinados a obras e manutenções e acarretar na melhoria nos indicadores de continuidade.

Com relação às características dos solos, a quase totalidade das distribuidoras brasileiras adotaram o coeficiente de compressibilidade $C = 2000 \text{ daN/m}^3$ como padrão nos cálculos de engastamento, valor proveniente do relatório RTD CODI-21.03, que consta na norma técnica NBR 15.992:2011 - "Redes de distribuição aérea de energia elétrica com cabos cobertos fixados em espaçadores para tensões até 36,2 kV".

A adoção de coeficiente de compressibilidade de solo único para toda a área de concessão da distribuidora pode resultar no sobre ou subdimensionamento do tipo de engastamento necessário. No caso de subdimensionamento, acaba-se por reduzir o custo inicial da obra, podendo, por outro lado, acarretar na inclinação da rede de distribuição ao longo do tempo, aumentando os custos de manutenção para adequação do tipo de engastamento. Em caminho contrário, caso o tipo de engastamento seja superestimado, encarece-se o valor final da obra.

Em cenário ideal, cada distribuidora deve possuir mapas com a apresentação dos tipos de solo e dos parâmetros de coeficiente de compressibilidade e de tensão admissível σ em toda a sua área de concessão. Para a elaboração desse tipo de mapa, recomenda-se a utilização de levantamentos realizados pela EMBRAPA (Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária), por universidades e por órgãos governamentais. Neste ponto, reforça-se que estudos detalhados para caracterização de tipos de solos e camadas e levantamento de coeficientes de compressibilidade são de custo bastante elevado.

No que diz respeito à temperatura, quase todas as distribuidoras brasileiras adotam os valores de 0°C e 20°C na equação de mudança de estado e a temperatura máxima de 50°C (55°C no caso da COPEL), que podem não ser representativas das temperaturas reais nos locais das instalações.

Ressalta-se ainda a importância do uso de dinamômetro para tracionamento adequado dos cabos, em respeito às condições estabelecidas em norma. O tracionamento acima do estabelecido pode ter efeitos indesejados provocados pela contração dos cabos, quando da ocorrência de temperaturas mínimas durante o ano.

7.2.1. Estudo de caso

Esta subseção se dedica à apresentação de um estudo simplificado com o objetivo de demonstrar os efeitos da exposição de postes das redes primárias de distribuição urbanas e rurais a velocidades de vento superiores às consideradas na elaboração do projeto. Os resultados obtidos não devem ser considerados conclusivos, e sim indicativos a fim de subsidiar a definição de estudos mais detalhados, caso exista interesse pelas distribuidoras envolvidas.

Antes da análise exaustiva das hipóteses climáticas e normativas, foi realizada uma pesquisa via BDGD para identificar os diferentes tipos de tramos existentes nas empresas, a fim de subsidiar o estudo comparativo.

Nas redes de distribuição primárias urbanas, verificou-se predomínio de cabos de alumínio nu, tendo representado 42,2% do comprimento total na CEEE, 60,5% na CELESC e 44,8% na COPEL. Os cabos protegidos representaram 16,7% do comprimento total na CEEE, 6,4% na CELESC e 36,8% na COPEL.

Na Tabela 7.2.1 apresentada a seguir é possível verificar que o vão médio de redes primárias urbanas na CEEE é de 33 metros e na CELESC e COPEL é de 36 metros. Além disso, o vão médio de redes primárias rurais da CEEE é de 94 metros, na CELESC é de 89 metros e na COPEL é de 104 metros, ou seja, o vão médio da CEEE é 6% maior do que o da CELESC, e o da COPEL 17% maior do que o da CELESC.

Tabela 7.2.1: Representatividade dos vãos contínuos na CEEE, CELESC e COPEL.

Item	Descrição	CEEE-D		CELESC		COPEL	
	URBANO + RURAL						
1	Número de Unidades Consumidoras	1.762.124		3.075.302		4.749.416	
2	Energia Anual de Fornecimento + Suprimento + Consumidor Livre (MWh)	7.892.468		24.522.838		30.055.023	
3	Energia Anual / Unidade Consumidora (MWh/UC)	4,48		7,97		6,33	
4	Qtd Vãos Contínuos	296.274	76,3%	350.968	43,2%	771.926	49,1%
5	Qtd Total de Vãos	388.548	100,0%	812.216	100,0%	1.570.804	100,0%
6	Vão Médio do Total de Vãos (m)	73		66		79	
	URBANO						
7	Número de Unidades Consumidoras						
8	Qtd Vãos Urbanos <= 70 metros Contínuos	67.274	50,9%	125.415	34,6%	176.221	30,9%
9	Qtd Total de Vãos Urbanos <= 70 metros	127.660	96,5%	358.366	98,8%	542.683	95,0%
10	Qtd Vãos Urbanos Contínuos	71.349	54,0%	127.246	35,1%	190.603	33,4%
11	Qtd Total de Vãos Urbanos	132.231	100,0%	362.771	100,0%	571.163	100,0%
12	Qtd Total de Vãos Urbanos / Qtd Total de Vãos		34,0%		44,7%		36,4%
13	Vão Médio do Total de Vãos Urbanos	33		36		36	
	RURAL						
14	Número de Unidades Consumidoras						
15	Qtd Vãos Rurais <= 150 metros Contínuos	222.257	86,7%	222.733	49,6%	580.727	58,1%
16	Qtd Total de Vãos Rurais <= 150 metros Total	253.515	98,9%	447.171	99,5%	998.440	99,9%
17	Qtd Vãos Rurais Contínuos	224.925	87,8%	223.722	49,8%	581.323	58,2%
18	Qtd Total de Vãos Rurais	256.317	100,0%	449.445	100,0%	999.641	100,0%
19	Qtd Total de Vãos Rurais / Qtd Total de Vãos		66,0%		55,3%		63,6%
20	Vão Médio do Total de Vãos Rurais	94		89		104	

Para o estudo de caso, foram consideradas somente as redes primárias cadastradas no BDGD de cada concessionária (rede secundária e compartilhamento de

infraestrutura não foram considerados nos cálculos). Além disso, as redes primárias foram separadas em grupos de vãos com mesmas características de postes e condutores, e com comprimentos aproximados.

Para validação dos dados levantados, foram reproduzidos os cálculos mecânicos de tração que constam na normas técnicas NTC 850 0001 – “Dimensionamento de estruturas” e NTC 850 005 - “Tabelas para projeto e montagem de linhas e redes de distribuição”, ambas da COPEL, e dos exemplos 1 e 2 da norma GED-3648 – “Projeto de Rede de Distribuição – Cálculo Mecânico”, do grupo CPFL Energia.

Após a reprodutibilidade de valores de normas, para cada configuração de grupo de vãos, foi calculado o vão máximo permitido considerando as velocidades de vento de 60, 80, 100 e 120 km/h para redes de distribuição urbanas, 80, 100, 120 e 130 km/h para redes de distribuição rurais, e esforços de 100%, 140% e 200% da carga nominal dos postes. Nos cálculos realizados não foram considerados os afastamentos mínimos dos condutores ao solo, estabelecidos em normas técnicas.


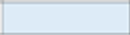



Observa-se, uma vez mais, que estas velocidades máximas de vento são as que foram consideradas nos Relatórios Técnicos de Distribuição do CODI, exceto a de 120 km/h, que se aproxima da velocidade de vento máxima adotada pela CPFL Energia para a RGE Sul, concessionária do Rio Grande do Sul e uma das quatro grandes distribuidoras da região Sul, ao lado de CEEE, CELESC e COPEL.

Finalmente, foi realizada a comparação da configuração e comprimento de cada vão com os comprimentos máximos em função dos carregamentos e velocidades de vento máximas para a configuração selecionada, sendo também determinado o enquadramento em categorias a partir da Figura 7.2.1.



Figura 7.2.1: Faixas de carregamento durante a vida útil de postes. (Fonte: RT-2.003 – AES Eletropaulo – Ago/2003).

Assim, a seguinte classificação por cores foi proposta e seguida:

-  Carregamento até 100% da carga nominal: zona de trabalho adequada;
-  Carregamento maior do que 100% e menor que 140% da carga nominal em postes de concreto circular ou duplo T: zona de carregamento com valores excepcionais máximos que não provocam avarias no poste;
-  Carregamento maior ou igual a 140% e menor que a 200% da carga nominal em postes de concreto circular ou duplo T: zona de alto risco, que provoca avarias no poste e redução da vida útil;
-  Carregamento maior ou igual a 100% e menor que a 200% da carga nominal em postes de madeira: zona de risco, que pode provocar avarias no poste e redução da vida útil;
-  Carregamento maior ou igual a 200% da carga nominal: zona de colapso estrutural, em que o poste deve quebrar.

Para as redes primárias urbanas, quando considerado o aumento de velocidade de vento máxima para 120 km/h - maior velocidade analisada, foram obtidos os resultados da Tabela 7.2.2. O quadro comparativo para todas as velocidades do estudo de caso e os resultados completos por distribuidora se encontram na **Seção**

3.4 e nos anexos do Segundo Relatório.

Tabela 7.2.2: Quantidade de vãos contínuos de rede primária urbana da CEEE, CELESC e COPEL, em função do carregamento para velocidade de vento máxima de 120 km/h.

Item	Descrição	CEEE	CELESC	COPEL
4	Rede primária urbana – Velocidade de vento máxima de 120 km/h			
4.1	Zona de trabalho adequada	69.197 (97,0%)	110.553 (86,9%)	101.257 (53,1%)
4.2	Zona de carregamento excepcional	1.604 (2,2%)	15.006 (11,8%)	44.240 (23,2%)
4.3	Zona de risco	370 (0,5%)	216 (0,2%)	23.180 (12,2%)
4.4	Zona de alto risco	172 (0,2%)	1.447 (1,1%)	19.413 (10,2%)
4.5	Zona de colapso estrutural	6 (0,0%)	24 (0,0%)	2.513 (1,3%)

Devido a restrições orçamentárias, como forma de otimizar os recursos, é interessante que os vãos médios das obras sejam cada vez maiores, desde que atendendo às especificações e restrições contidas nas normas técnicas da distribuidora e da ABNT.

Por outro lado, cabe destacar que a otimização dos recursos por meio do incremento do vão médio pode aumentar a quantidade de redes de distribuição inclinadas, postes quebrados, cabos partidos, etc., caso a velocidade do vento exceda à considerada em projeto, implicando maiores tempos de desligamento e necessidade de trabalhos de manutenção.

Da Tabela 7.2.2, observa-se que a COPEL possui a maior quantidade de postes na zona de colapso e na zona de alto risco, o que pode ser resultado de características do terreno da área de atuação, de procedimentos estabelecidos em normas técnicas e/ou de decisões gerenciais que favorecem a adoção de projetos que possuam vãos médios mais próximos do vão máximo permitido para a velocidade de vento adotada

nos cálculos.

Pelas definições normativas, a zona de colapso estrutural é caracterizada pela possibilidade de quebra do poste, enquanto a zona de alto risco indica possibilidade de avarias (como a inclinação da rede em caso de engastamento fraco) e redução da vida útil dos postes.

Outro fato que deve ser considerado é que o estudo contemplou nas redes de distribuição urbanas somente redes primárias contínuas e, neste caso, a maioria dos postes podem conter redes secundárias e/ou compartilhamento de infraestrutura com cabos de telefonia e de TV a cabo. Se uma rede que no estudo foi considerada como primária com 3 condutores, possuir na prática uma rede secundária com 3 fases, neutro e controle de iluminação pública, o esforço mecânico poderá ser 2,5 vezes superior ao valor calculado somente para rede primária.

No estudo de caso para as redes primárias rurais, o número de postes em zonas de alto risco e de colapso estrutural é proporcionalmente maior (quando comparado ao desempenho das redes urbanas), o que é devido aos vãos tipicamente maiores. Na Tabela 7.2.3 são apresentados os resultados da análise considerando a velocidade de vento máxima de 130 km/h. O quadro comparativo para todas as velocidades e os resultados completos por distribuidora se encontram na **Seção 3.4** e nos **anexos do Segundo Relatório**.

Tabela 7.2.3: Quantidade de vãos contínuos de rede primária rural da CEEE, CELESC e COPEL, em função do carregamento para a velocidade de vento máxima de 130 km/h.

Item	Descrição	CEEE	CELESC	COPEL
4	Rede primária rural – Velocidade de vento máxima de 130 km/h			
4.1	Zona de trabalho adequada	191.945 (85,5%)	66.587 (29,8%)	534.247 (93,3%)
4.2	Zona de carregamento excepcional	72 (0,0%)	118.133 (52,8%)	21.991 (3,8%)

4.3	Zona de risco	31.767 (14,2%)	4.999 (2,2%)	419 (0,1%)
4.4	Zona de alto risco	170 (0,1%)	33.095 (14,8%)	1.550 (0,3%)
4.5	Zona de colapso estrutural	412 (0,2%)	908 (0,4%)	14.594 (2,5%)

Novamente, observa-se que a COPEL é a distribuidora que possui a maior quantidade de postes na zona de colapso, em razão da otimização dos investimentos em relação aos critérios estabelecidos para os cálculos mecânicos.

7.2.2. Recomendações

Fundamentado no que fora exposto neste documento recomenda-se:

- Não utilizar este documento para alterar procedimentos estabelecidos em normas técnicas, sem a realização de estudos complementares detalhados;
- Verificar a viabilidade de se revisar os aplicativos de cálculos mecânicos, de modo a considerar da melhor forma possível as características do local da instalação, em termos de velocidade de vento, características de solo e temperaturas;
- Possibilitar a obtenção do valor da tração de montagem no local da instalação, através de aplicativo em celular, e padronizar a obtenção de fotos do tracionamento e flecha dos condutores, se possível mostrando a utilização de dinamômetro;
- Realizar novos estudos e elaborar um mapa de velocidades de vento em toda a área de concessão, a serem consideradas nos cálculos mecânicos de redes de distribuição urbanas e rurais;
- Realizar estudos e elaborar mapa de características de solo que permitam para a maioria das áreas de concessão da distribuidora, a escolha do tipo mais adequado de engastamento;
- Elaborar um arquivo de dados históricos de temperaturas máximas, mínimas e médias anuais para subsidiar os cálculos internos de trações e flechas de redes de distribuição;
- Nas regiões com indicador de continuidade FEC – Frequência Equivalente por Consumidor mais elevados em relação às metas estabelecidas pela ANEEL,

especificar redes de distribuição mais robustas;

- Estudar as consequências da ação dos ventos em redes de distribuição urbanas e rurais ao longo do tempo, após a passagem de vendaval e/ou ciclones.

7.3. Diagnósticos de robustez e capacidade de recuperação das redes

Nesta subseção são apresentados os resultados obtidos com a avaliação espacial, por quadrículas, das variáveis relevantes para entender quão preparada está a rede para suportar o aumento de eventos climáticos na região Sul do país. A Tabela 7.3.1 apresenta o cenário base dos indicadores de continuidade para os estudos. Já a Tabela 7.3.2 apresenta os indicadores por cluster, conforme os estudos de agrupamento já realizados, levando em conta os parâmetros de clima, distribuição de clientes e equipamentos e futuros investimentos já planejados.

Tabela 7.3.1: Valores globais calculados por empresa

Empresa	DEC	FEC	DGC
COPEL	9,07	6,01	0,82
CELESC	10,85	7,52	0,95
CEEE	18,49	10,08	1,55

Tabela 7.3.2: Indicadores de continuidade por cluster

CEEE							
Indicador	Cluster 0	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6
DEC	53,03	21,34	30,72	12,14	88,48	18,06	8,04
FEC	21,39	12,64	12,61	8,32	22,09	9,68	5,53
DGC	3,40	1,75	2,20	1,29	5,00	1,43	1,13
CELESC							
Indicador	Cluster 0	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6
DEC	11,37	15,03	9,24	9,42	18,52	13,81	6,81
FEC	7,89	8,91	6,48	7,10	10,12	9,85	5,16
DGC	1,08	1,04	1,02	1,06	1,22	0,91	0,82
COPEL							
Indicador	Cluster 0	Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4	Cluster 5	Cluster 6
DEC	10,06	20,50	8,14	8,77	3,76	14,38	24,56
FEC	6,83	11,38	4,75	5,95	3,13	9,84	11,52
DGC	0,90	1,19	0,81	0,84	0,56	0,96	1,64

Os parâmetros avaliados estão classificados em dois grupos: parâmetros de robustez e parâmetros de capacidade de recuperação.

- Robustez: idade média dos equipamentos, CAPEX, chaves NA e NF;
- Capacidade de recuperação: religadores, chaves automatizadas, chaves VIS, equipes alocadas e TMA.

Entende-se que o envelhecimento dos ativos pode influenciar nos indicadores de continuidade da rede, uma vez que o efeito-memória de eventos críticos pode representar uma tendência maior a falhas. Assim, um dos parâmetros que foi analisado é a idade dos equipamentos. Para isso, utilizam-se os relatórios de controle patrimonial das empresas, que contém as informações contábeis dos ativos e, a partir da depreciação acumulada, pode-se estimar a idade dos equipamentos.

A integração entre o Relatório de Controle Patrimonial (RCP) e a BDGD foi feita a partir das informações cadastrais de subestação e dados de controle patrimonial. A estrutura do código de cada registro de controle patrimonial é composta por partes numéricas (código) e outras descritivas (título). Os campos TI, CM, TUC, A1, A2, A3, A4, A5 e A6 são códigos atribuídos pela ANEEL e constam no MCPSE.

Esta integração passou por um tratamento, uma vez que muitos equipamentos

cadastrados na BDGD não apresentaram correspondência exata a nenhum dos ativos disponíveis no RCP. Nesses casos, assumiu-se que o cadastro do RCP estaria correto, realizando a correspondência com a BDGD a partir do maior número possível de códigos iguais, sempre respeitando a localidade do equipamento dada pela informação da subestação. Apesar disso, alguns equipamentos continuaram sem um representante mais próximo no RCP. Assim, utilizando as informações de TUC e SUB, adotou-se para estes equipamentos o valor médio da subestação para o tipo de unidade de cadastro.

Dessa forma, as idades médias dos equipamentos pertencentes às quadrículas e o valor de CAPEX da região foram obtidas a partir desse vínculo entre BDGD e RCP. A caracterização das chaves foi feita utilizando as informações da BDGD. As equipes foram alocadas nas coordenadas dos municípios onde estão os postos, seguindo os relatórios enviados por cada empresa. Por fim, o TMA de cada conjunto foi obtido nos relatórios públicos da ANEEL.

De maneira não exaustiva, a seguir são apresentados os valores médios por cluster para cada parâmetro estudado. A distribuição espacial dos resultados por quadrículas, via mapas, pode ser recuperada na **Seção 3.6 do Segundo Relatório**.

A Tabela 7.3.3 apresenta os valores médios de idade dos equipamentos por agrupamentos. Nota-se que os agrupamentos 4 da CEEE e CELESC, que possui as quadrículas com maiores indicadores de continuidade, também é o cluster que apresenta os equipamentos mais envelhecidos. Já no caso da COPEL, o cluster com os melhores indicadores é o que apresentou os equipamentos mais novos da base, e pela distribuição espacial é possível verificar que não houve variação considerável nas idades médias dos equipamentos no restante dos clusters.

Tabela 7.3.3: Valores de idade média dos equipamentos por cluster

Empresa	Idade média por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	16,22	14,49	16,10	13,64	16,26	14,24	12,63
CELESC	16,33	17,99	15,57	16,97	18,01	17,66	15,22
COPEL	18,60	18,72	16,41	18,92	15,48	18,85	18,22

Para a análise do CAPEX investido por quadrícula, foi utilizada a informação de VNR (Valor Novo de Reposição) do Relatório de Controle Patrimonial de cada empresa. Os resultados sumarizados são apresentados na Tabela 7.3.4.

Tabela 7.3.4: Valores de investimentos médios por cluster

Empresa	Investimento médio por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	11.932.664,16	36.316.930,56	13.509.719,59	43.219.226,82	5.210.528,47	11.217.124,74	340.614.719,64
CELESC	66.521.106,99	26.901.051,97	38.662.741,52	40.436.236,91	22.721.806,30	37.249.800,72	331.445.666,56
COPEL	50.041.545,19	37.825.962,41	49.090.189,10	44.908.002,49	697.237.301,77	52.798.509,00	27.851.302,14

As informações da BDGD extraídas no **Primeiro Relatório** também foram utilizadas como insumo para classificação das chaves das empresas. As Tabelas 7.3.5 e 7.3.6 contabilizam os resultados médios por cluster das chaves NA e NF, respectivamente.

Tabela 7.3.5: Quantidade média de chaves NA por cluster

Empresa	Quantidade média de chaves NA por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	26,47	211,97	40,64	350,00	26,26	83,04	8.079,00
CELESC	160,82	50,09	110,20	134,60	30,88	63,91	862,40
COPEL	174,77	84,44	228,33	175,53	3.244,33	128,51	63,95

Tabela 7.3.6: Quantidade média de chaves NF por cluster

Empresa	Quantidade média de chaves NF por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	102,23	461,23	138,98	413,20	76,32	146,28	10.111,00
CELESC	2.079,91	704,83	1.395,40	1.417,20	524,42	869,44	8.999,40
COPEL	1.503,86	766,67	1.438,17	1.420,93	21.922,00	1.240,51	729,45

Para caracterização da capacidade de atendimento de cada região, também foram classificadas as chaves religadoras (Tabela 7.3.7), automatizadas (7.3.8) e VIS (7.3.9).

Tabela 7.3.7: Quantidade média de chaves religadoras por cluster

Empresa	Quantidade média de religadores por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	1,97	16,47	2,30	10,80	1,21	4,04	406,00
CELESC	38,91	16,60	26,10	21,20	12,58	24,02	145,40
COPEL	55,55	44,21	51,33	59,00	482,33	56,87	50,05

Tabela 7.3.8: Quantidade média de chaves automatizadas por cluster

Empresa	Quantidade média de chaves automatizadas por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	3,00	31,87	4,14	24,40	1,74	9,48	1.673,00
CELESC	62,09	23,19	40,60	35,40	18,81	33,39	241,00
COPEL	60,32	55,03	76,67	75,72	951,67	64,23	35,73

Tabela 7.3.9: Quantidade média de chaves VIS por cluster

Empresa	Quantidade média de chaves VIS por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	23,67	162,23	32,39	335,20	20,11	75,72	7.186,00
CELESC	83,45	22,36	64,10	76,40	9,92	25,92	566,80
COPEL	103,05	46,03	147,00	83,24	2.146,67	75,05	38,45

Por fim, as Tabelas 7.3.10 e 7.3.11 apresentam a quantidade média de equipes de socorro alocadas e o tempo médio de atendimento (TMA) por cluster, respectivamente.

Tabela 7.3.10: Quantidade média de equipes de socorro alocadas por cluster

Empresa	Quantidade média de equipes alocadas por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	5,83	10,55	5,71	13,00	1,00	15,50	70,00
CELESC	4,33	1,60	1,40	2,33	1,67	2,12	8,00
COPEL	4,05	4,00	6,67	3,86	8,00	3,23	8,67

Tabela 7.3.11: Tempo Médio de Atendimento por cluster

Empresa	TMA médio por cluster						
	0	1	2	3	4	5	6
CEEE	556,36	362,08	513,86	194,28	609,81	299,59	352,97
CELESC	175,55	299,49	156,89	178,09	383,70	237,37	170,54
COPEL	201,41	218,25	213,39	182,25	153,40	202,67	252,26

Como conclusão geral, verifica-se que as regiões que concentram os equipamentos para recuperação das redes são as que apresentam os melhores indicadores. No caso da CEEE e CELESC, as regiões com concentração das equipes de socorro também apresentam os melhores indicadores.

7.4. Estudo de correlação entre padrões de rede e indicadores de continuidade

Nesta seção são descritas as relações de correlação entre os parâmetros descritos na Seção 7.3 e os indicadores de continuidade de cada empresa. De maneira qualitativa, procura-se entender quais são os parâmetros de maior impacto para os indicadores de continuidade das redes.

Foram elaborados quatro painéis de correlação para cada empresa. No primeiro, busca-se verificar a correlação dos indicadores de continuidade e das compensações pagas com as variáveis relacionadas aos investimentos passados e futuros realizados por quadrícula. Foram então estudados os parâmetros de idade média do conjunto de equipamentos das quadriculas, o CAPEX despendido na região em seus equipamentos e os investimentos futuros, de acordo com o plano de obras de 2019 e 2029.

O segundo painel correlaciona os indicadores com as variáveis de capacidade de recuperação, sendo elas a quantidade de equipes de socorro alocadas nas quadriculas e a caracterização das chaves das redes.

O terceiro painel apresenta os indicadores com os arranjos das subestações das regiões. Por fim, o quarto painel apresenta o relacionamento entre os indicadores com as características dos tramos das redes de alta e média tensão.

As principais análises e conclusões obtidas dos painéis de correlação são sumarizadas a seguir, por empresa. A visualização completa dos resultados, com a apresentação de mapas de calor, pode ser visualizada na **Seção 3.7 do Segundo Relatório**.

CEEE

Nota-se a existência de correlação positiva entre os indicadores e a idade média dos equipamentos. Já o parâmetro que apresentou a maior correlação negativa foi o CAPEX, ou seja, as regiões em que mais se despendeu investimentos em equipamentos são as que apresentam os melhores indicadores.

Ao se avaliar a correlação dos parâmetros de capacidade de recuperação, todos os parâmetros apresentaram uma correlação negativa, ou seja, quanto mais equipamentos ou equipes alocadas nas regiões, melhores os indicadores.

Com relação aos padrões construtivos dos tramos, destaca-se a correlação positiva entre o TMA e as compensações pagas com as regiões que apresentam tramos com comprimentos fora dos limites para suportar os esforços de ventos de 120 e 130 km/h.

CELESC

No caso da CELESC, o primeiro painel apresenta a correlação positiva entre os indicadores e a idade média dos equipamentos. Verifica-se também a correlação negativa dos indicadores de continuidade com as regiões em que houve mais investimentos. Ressalta-se, por outro lado, a correlação positiva das compensações com o CAPEX, o que pode indicar que as compensações não se concentram nas regiões com piores indicadores.

Para os parâmetros de capacidade de recuperação, os indicadores apresentam correlação negativa, sendo a mais forte o número de equipes alocadas. Já no que diz respeito ao arranjo da subestação, verifica-se forte correlação negativa entre os indicadores e o arranjo BDT.

Para os padrões construtivos de postes e cabos, as correlações mais fortes e negativas com os indicadores foram nas regiões que apresentam postes de alvenaria

e condutores trifásicos. Houve também correlação positiva entre os indicadores e redes com trechos monofásicos.

COPEL

Analisando a COPEL, observa-se que os indicadores apresentam correlação negativa com o CAPEX despendido nas regiões, porém não se observa a mesma correlação com a idade média dos equipamentos. Isso pode ser justificado uma vez que não houve grande variação entre a idade média das quadriculas de cada agrupamento, não sendo possível obter uma correlação significativa entre as variáveis.

Para o painel de parâmetros de capacidade de recuperação das redes, verifica-se a correlação negativa entre os indicadores de continuidade e a existência de chaves automatizadas, religadores e chaves de socorro. Já para os arranjos de subestação, repete-se o resultado de melhores indicadores nas regiões com arranjo BDT.

A COPEL, como apresentado pela análise georreferenciada dos tramos críticos, concentra os cabos com comprimento que podem provocar esforços fora dos limites admissíveis na região metropolitana de Curitiba. Porém, essa também é a região que apresenta os melhores indicadores de continuidade da empresa. Com esta situação, o painel apresenta correlação positiva entre o número de tramos com comprimento fora do limite e os indicadores de continuidade.

Comentários gerais

De maneira geral, apesar dos pontos de diferença que foram destacados para cada empresa, pode-se verificar a correlação negativa entre a quantidade de chaves religadoras, automatizadas, padrões construtivos de redes trifásicas e protegidas e os indicadores de continuidade. Essas correlações foram levadas em consideração para se avaliar as propostas de melhorias tecnológicas de cada região das empresas na Seção 8.

8. Identificação de regiões críticas para investimentos em resiliência

A partir do estudo dos esforços mecânicos nas redes de distribuição (**Seção 3.4 do Segundo Relatório**), foram identificadas espacialmente os tramos mais suscetíveis a avarias e colapso estrutural, que devem servir de pontos de atenção aos planejadores (**Seção 3.5 do Segundo Relatório**).

Uma vez obtida a correlação entre os indicadores de continuidade da rede, as tecnologias utilizadas pelas empresas e a resiliência da rede frente a eventos climáticos, esta seção tem como objetivo avaliar, a partir da criação de cenários, os efeitos da implementação de melhorias tecnológicas nas redes.

Inicialmente, são descritas as premissas e metodologia para se avaliar o impacto de parâmetros de rede nos indicadores de continuidade (**Seção 4.1 do Segundo Relatório**). Em seguida, são apresentados os resultados do estudo de regressão linear para cada empresa (**Seção 4.2 do Segundo Relatório**) e cenários de investimentos que podem ser realizados em cada região, a fim de se melhorar a resiliência das redes, estimando-se um impacto de benefício técnico e econômico (**Seção 4.3 do Segundo Relatório**). Encerra-se a seção com a apresentação de um estudo de impacto de melhoria dos indicadores, via software SINAPgrid, a partir da alocação de chaves religadoras em redes selecionadas (**Seção 4.4 do Segundo Relatório**).

8.1. Contabilização de trechos com tramos críticos em relação ao vento

O estudo apresentado na Seção 7.2 demonstra que alguns dos tramos das empresas estão mais suscetíveis às situações de vento extremo, podendo apresentar colapso caso o vento ultrapasse determinados valores. Na **Seção 3.5 do Segundo Relatório**, os resultados de comprimentos máximos de trecho em cada situação de carregamento e velocidade de vento foram cruzados com cada trecho dos alimentadores, a partir das informações coletadas do BDGD. Dessa forma, pôde-se verificar se o trecho encontrava-se abaixo do limite de projeto em termos de comprimento máximo. Caso o valor obtido da BDGD seja superior, o trecho foi contabilizado na análise.

Os resultados são apresentados em um mapa de bolhas, em que o tamanho e a cor são proporcionais ao número de trechos que ultrapassam os limites calculados, considerando a participação daquela quadrícula em relação a todas as quadrículas da área de concessão para determinada velocidade. Os mapas devem ser interpretados da seguinte forma: para uma velocidade de vento específica, indica-se a quantidade de trechos que ultrapassam o carregamento indicado, sendo vermelho o indicativo de maior concentração de trechos que ultrapassam esse limite.

Nessa seção, são apresentados os resultados obtidos para as velocidades de vento máxima de 80km/h e 130km/h, para carregamentos de 100% e 200% da carga nominal (R_n). A análise para todas as faixas de carregamento e de velocidades pode ser encontrada na **Seção 3.5 do Segundo Relatório**.

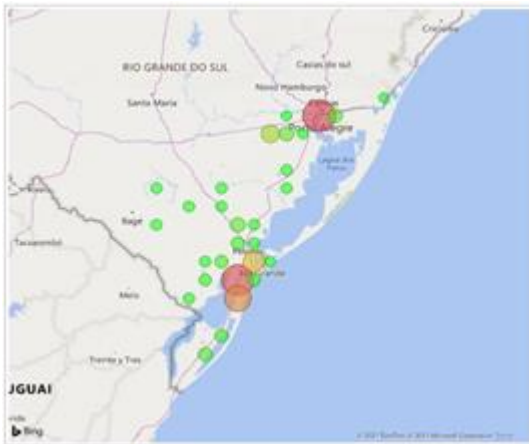
Reforça-se que as velocidades de 80km/h e 130km/h são os valores recomendados pelos Relatórios Técnicos do CODI (referência da maioria das distribuidoras) para cálculo de esforços mecânicos em redes rurais leves e pesadas, respectivamente (Tabela 7.2.1). Cabe o comentário de que não é constatada a adoção da velocidade de 130 km/h por nenhuma distribuidora brasileira.

Com relação às faixas de carregamento, a zona de colapso estrutural (carregamento superior a 200% R_n) é caracterizada pela possibilidade de quebra do poste, enquanto a zona de alto risco (carregamento entre 140% e 200% R_n) indica possibilidade de avarias (como a inclinação da rede em caso de engastamento fraco) e redução da vida útil dos postes. A análise para carregamento igual a 140% da carga nominal é apresentada na **Seção 3.5.2 do Segundo Relatório**.

8.1.1. Análise para carregamento igual a 100% da carga nominal

Para a situação de carregamento igual à carga nominal, verifica-se que para a situação de velocidade do vento igual a 80 km/h, a CEEE apresenta tramos que ultrapassam o comprimento máximo nas regiões de Porto Alegre e Pelotas (Figura 8.1.1). Já na CELESC, esses trechos que operariam na zona de carregamento excepcional concentram-se na região oeste de Santa Catarina (Figura 8.1.2). Para a COPEL, a região de Curitiba concentra os trechos que superam o limite nominal de carregamento (Figura 8.1.3).

Vmax = 80 km/h



Vmax = 130 km/h

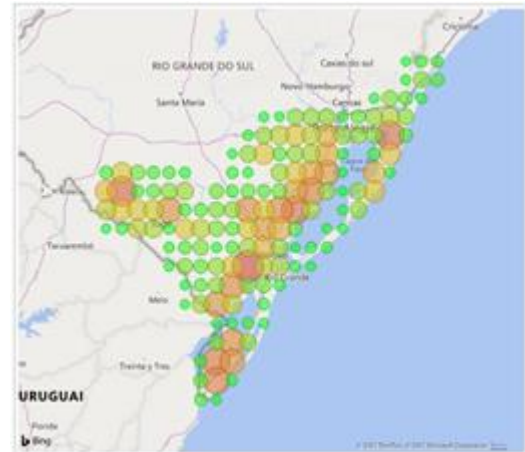
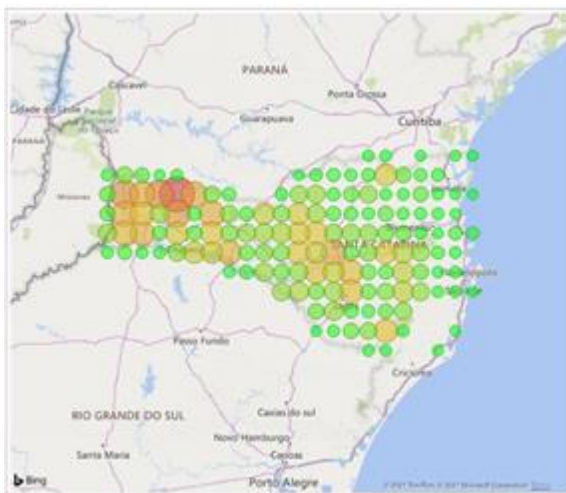


Figura 8.1.1: Mapa da contabilização de trechos para carregamento de 100% Rn - CEEE

Vmax = 80 km/h



Vmax = 130 km/h

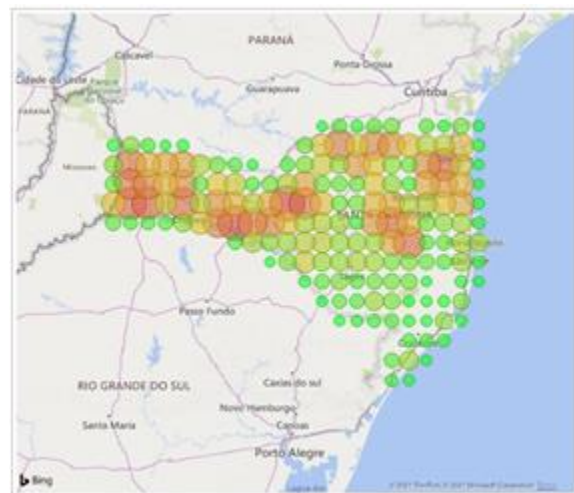


Figura 8.1.2: Mapa da contabilização de trechos para carregamento de 100% Rn - CELESC

Vmax = 80 km/h

Vmax = 130 km/h

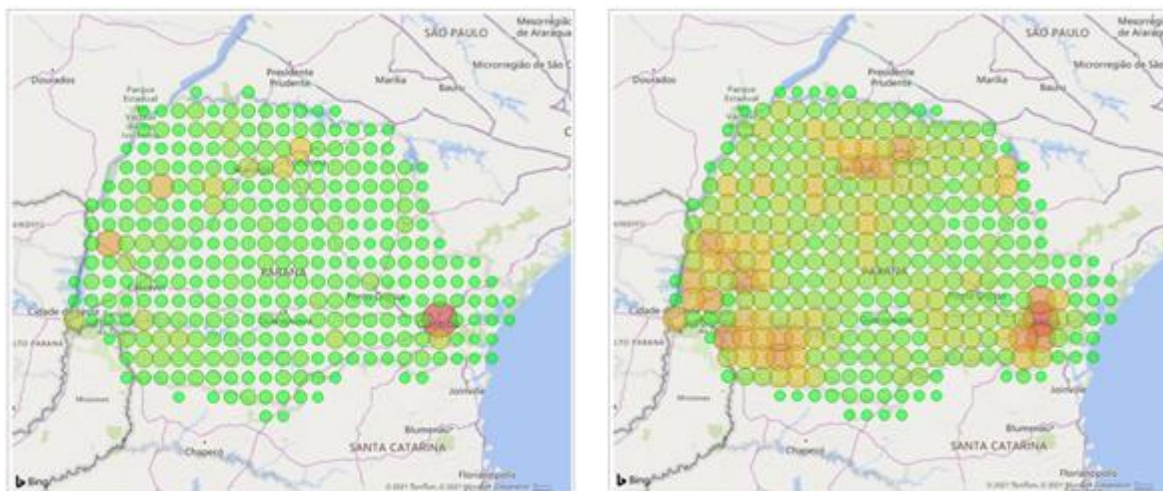
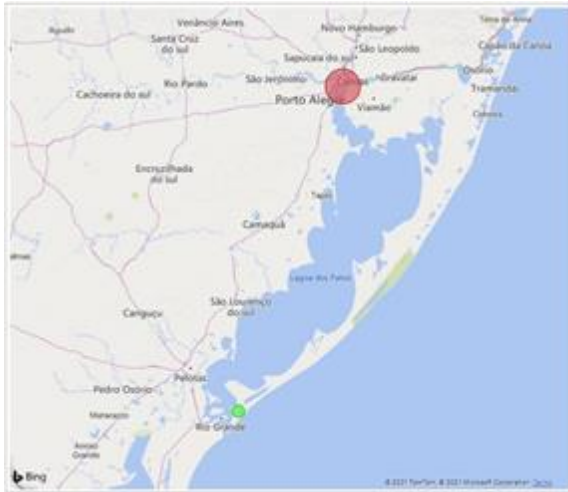


Figura 8.1.3: Mapa da contabilização de trechos para carregamento de 100% Rn - COPEL

8.1.2. Análise para carregamento igual a 200% da carga nominal

Ao atingir carregamento de 200% da carga nominal, os postes entram na zona de colapso estrutural. Nesta situação, os trechos críticos para a velocidade de vento de 80 km/h para a CEEE, concentram-se na região de Porto Alegre (Figura 8.1.4). Para a CELESC, esses trechos estão concentrados na região de Lages (Figura 8.1.4). Para a COPEL, as regiões críticas também são as mesmas da análise para carregamento de 100%, com a maioria dos trechos acima do comprimento máximo nas regiões de Curitiba e oeste do estado (Figura 8.1.6).

Vmax = 80 km/h



Vmax = 130 km/h

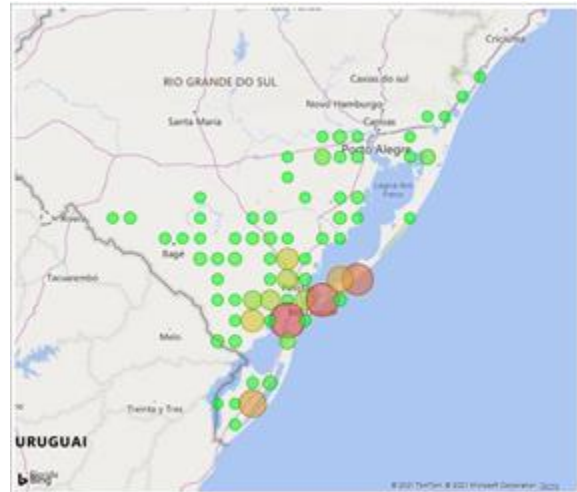
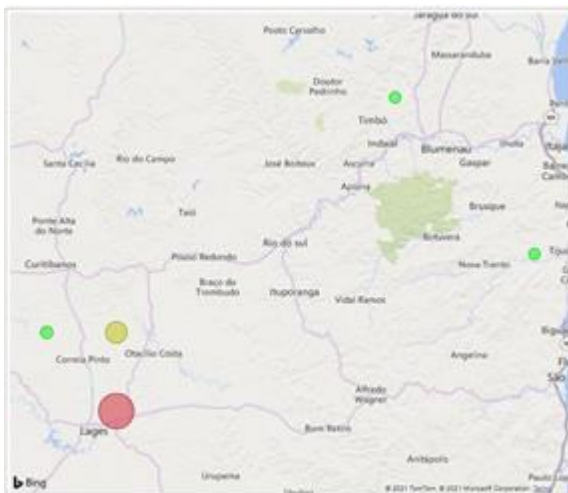


Figura 8.1.4: Mapa da contabilização de trechos para carregamento de 200% Rn - CEEE

Vmax = 80 km/h



Vmax = 130 km/h

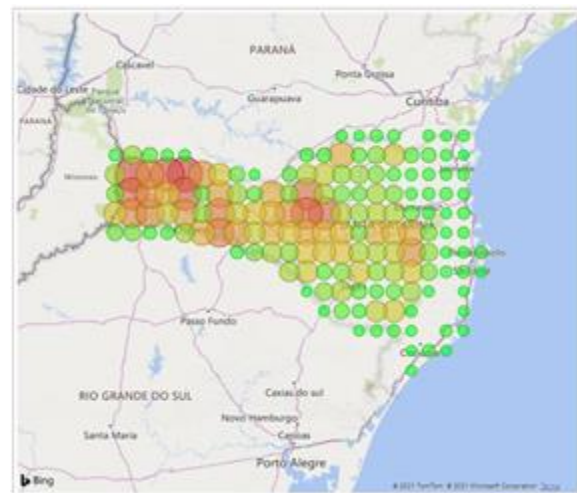
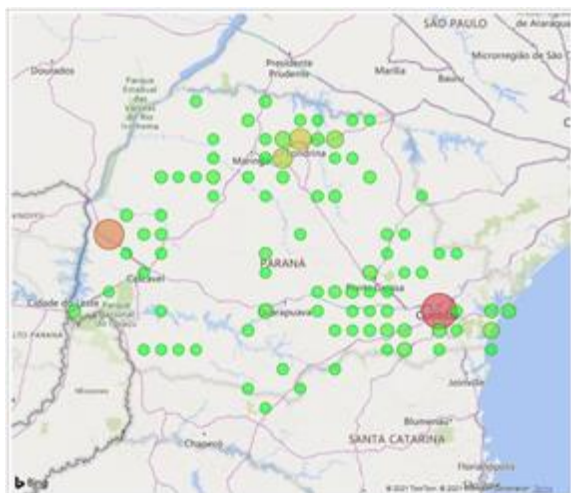


Figura 8.1.5: Mapa da contabilização de trechos para carregamento de 200% Rn - CELESC

Vmax = 80 km/h



Vmax = 130 km/h

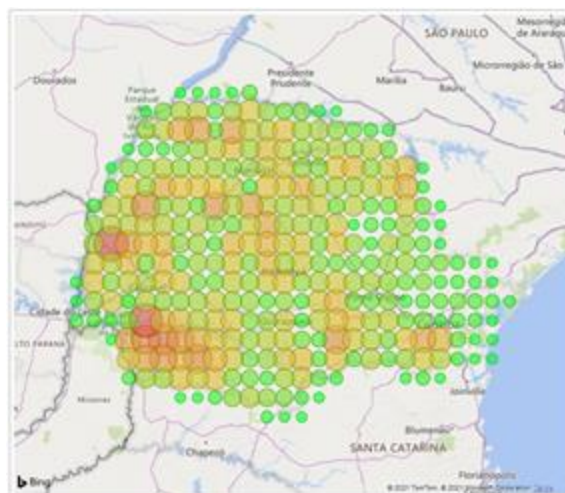


Figura 8.1.6: Mapa da contabilização de trechos para carregamento de 200% Rn - COPEL

8.2. Metodologia para análise das características das redes

Nesta seção são descritas as premissas e metodologia para se avaliar o impacto de parâmetros de rede nos indicadores de continuidade.

Uma maneira de modelar o impacto dessas variáveis seria a determinação de uma função geral que, a partir de todas as variáveis de rede, OPEX e clima, apontasse qual o indicador de qualidade esperado. Porém, uma função desse tipo é de difícil obtenção e está fora do escopo do projeto. Dessa forma, buscam-se como alternativas avaliações qualitativas e quantitativas a fim de estimar a variação de melhoria de indicadores de continuidade por agrupamentos.

Assim, a partir do mapeamento dos padrões de rede estabelecidos, idade dos ativos, tecnologias empregadas e indicadores de continuidade obtidos na Seção 7, esta seção se dedica à busca da representação da correlação dos indicadores com a qualidade da rede. Para isso, foi utilizada uma técnica de regressão linear em cada um dos agrupamentos de quadrículas das empresas. O objetivo foi obter uma formulação simples levando em conta alguns dos padrões que possuem correlação com os indicadores de continuidade.

A regressão linear busca estabelecer uma equação para se estimar o valor esperado de uma variável (Y), baseada nos valores das variáveis de entrada selecionadas (X1,

X2, X3, etc). Neste relatório, para se verificar o comportamento do indicador DEC de cada quadrícula, foi utilizado o Método de Mínimos Quadrados ou *Ordinary Least Squares*, que determina o ajuste de coeficientes (pesos) pela minimização da soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e o conjunto de dados originais. A Figura 8.2.1 ilustra esta metodologia de análise, em que se procura caracterizar os indicadores de cada quadrícula a partir dos parâmetros de rede. Destaca-se mais uma vez que esta é uma análise de cunho qualitativo, em que se pretende destacar pontos de criticidade das regiões de cada empresa.

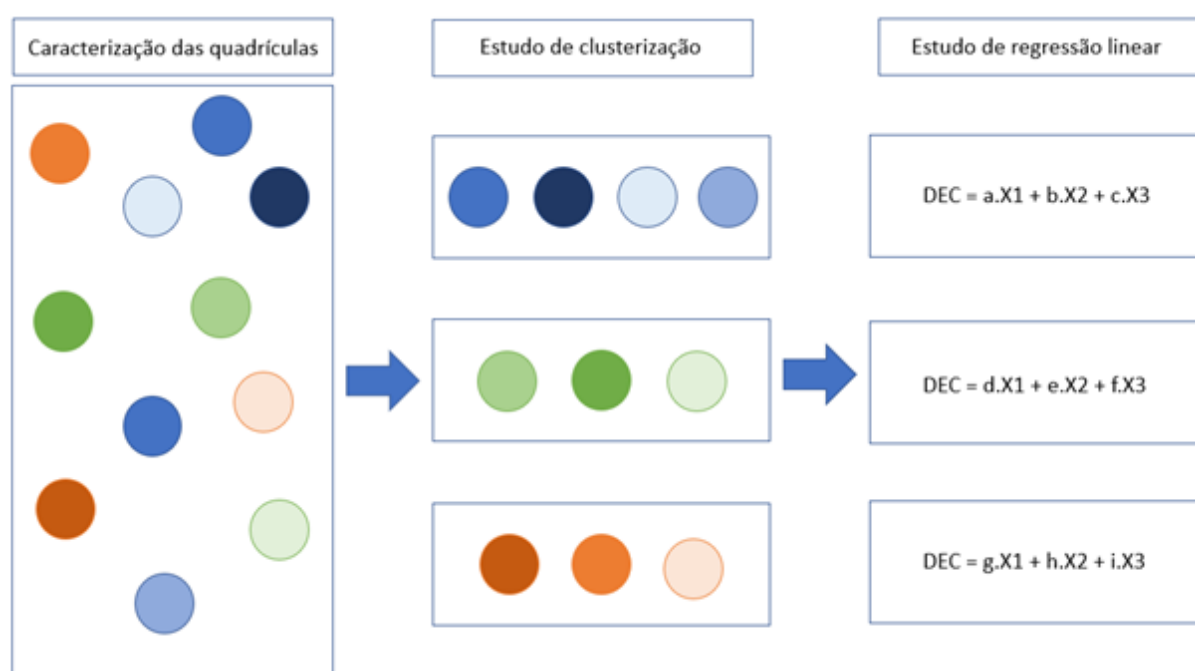


Figura 8.2.1: Descrição da metodologia para se avaliar as quadriculas

Para este estudo de caso, foram selecionados alguns dos parâmetros considerando a análise de correlação entre os indicadores das quadriculas e seus padrões construtivos, equipamentos e equipes, conforme apresentado na Seção 7, e as tecnologias adotadas para resiliência das redes, apontadas na Seção 4.2. Assim, os parâmetros avaliados são apresentados na Tabela 8.2.1.

Tabela 8.2.1: Descrição dos parâmetros avaliados na metodologia de análise

Parâmetros	Descrição
DEC	Valor de DEC em horas calculado para cada quadrícula
EQUIPES	Quantidade de equipes de socorro alocadas na região
CHAVE_NA	Quantidade de chaves NA
CHAVE_NF	Quantidade de chaves NF
RELIGADOR	Quantidade de religadores
TELECOMANDO	Quantidade de chaves automatizadas
P_ALVENARIA_MT	Quantidade de postes de alvenaria
FRASE_TRI_MT	Comprimento de redes MT trifásicas em km
ISOLAMENTO_PROT_MT	Comprimentos de redes MT protegidas em km
LIM_80	Quantidade de tramos fora dos limites de carregamento, considerando velocidade de vento de 80 km/h

8.3. Resultados da avaliação dos clusters

Os resultados do estudo de regressão linear para cada cluster de cada empresa é apresentado nesta seção. Neste estudo, procurou-se descrever o indicador DEC a partir de determinados parâmetros de rede, que nos estudos de correlação apresentaram-se como relevantes na caracterização dos indicadores. Com o resultado da regressão, tem-se um diagnóstico de quais variáveis contribuem de maneira mais efetiva para a formação do DEC de cada quadrícula do agrupamento. A Tabela 8.3.1 sumariza os coeficientes obtidos para cada variável no caso das quadrículas e agrupamentos da distribuidora CEEE.

Tabela 8.3.1: Resultados dos parâmetros de regressão linear - CEEE

CLUSTER	INTERCEPT	COEFICIENTES									
		EQUIPES	CHAVE_NA	CHAVE_NF	RELIGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA_MT	FASE_TRI_MT	ISOLAMENTO_PROT_MT	LIM_80	R²
Cluster 0	275,02	2,66	0,40	-0,77	-14,16	-5,34	-0,22	0,34	35,18	10,87	0,50
Cluster 1	64,81	-4,62	0,10	0,12	-1,65	0,16	0,00	-0,07	-0,72	-1,33	0,38
Cluster 2	165,13	-18,48	0,40	-0,55	-11,77	0,06	0,00	0,51	1,43	-8,56	0,42
Cluster 3	-5,35	0,00	-0,03	0,11	0,01	0,02	-0,04	0,24	-0,01	0,00	1,00
Cluster 4	362,89	0,00	-2,26	-3,44	-23,18	42,33	-0,21	1,36	-93,16	23,83	0,64
Cluster 5	74,38	-8,58	-0,23	-0,55	-10,17	4,43	0,03	0,41	-19,50	49,56	0,40
Cluster 6	8,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-

Avaliando os resultados da regressão para a CEEE, observa-se que:

As quadrículas do Cluster 0 apresentaram como principal coeficiente a variável de quantidade de religadores;

Já as quadrículas dos agrupamentos 1 e 2 tiveram como principal parâmetro de impacto para o DEC a quantidade de equipes alocadas na região;

Para o Cluster 3, o maior impacto é a quantidade de postes de alvenaria, ainda que com baixa correlação;

Por fim, contribuindo fortemente para a formação do DEC das quadrículas, os agrupamentos 4 e 5 tiveram como principal parâmetro o número de km de cabos protegidos, seguido da quantidade de religadores.

Dessa forma, tem-se como diagnóstico para a CEEE que parte de suas redes críticas tem como principais gargalos os padrões de rede utilizados e as tecnologias de equipamentos.

Já para o caso da CELESC a análise é distinta, como ilustra a Tabela 8.3.2.

Tabela 8.3.2: Resultados dos parâmetros de regressão linear - CELESC

CLUSTER	INTERCEPT	COEFICIENTES									
		EQUIPES	CHAVE_NA	CHAVE_NF	RELIGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA_MT	FASE_TRI_MT	ISOLAMENTO_PROT_MT	LIM_80	R²
Cluster 0	18,94	-2,01	0,20	-0,03	-1,53	0,00	0,00	0,08	-0,46	0,71	0,98
Cluster 1	64,98	-4,57	0,11	0,00	-0,06	-0,81	0,00	-0,03	0,17	-0,25	0,42
Cluster 2	8,65	-4,43	0,15	-0,03	-0,16	-0,79	0,00	0,08	-0,19	1,57	1,00
Cluster 3	27,30	9,90	-2,75	0,32	4,24	2,46	-0,03	-0,14	-0,40	81,03	1,00
Cluster 4	154,83	-41,53	0,79	0,04	-3,43	2,94	0,00	-0,32	-1,41	-0,63	0,42
Cluster 5	25,34	-1,42	-0,02	-0,01	-0,29	0,17	0,00	0,00	0,01	-0,06	0,35
Cluster 6	16,48	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	0,01	0,00	1,00

A partir dos principais coeficientes para a caracterização do DEC das quadrículas, obtém-se:

- Os Clusters 0, 1, 2, 4 e 5 tiveram como principal coeficiente o número de equipes alocadas na região;

- O Cluster 3 tem como parâmetro mais impactante o número de chaves NA alocadas na região;
- Por fim, a variável de maior impacto para o Cluster 6 é a quantidade de km de condutores trifásicos.

A situação para a COPEL assemelhou-se à da CELESC, conforme resultados apresentados na Tabela 8.3.3.

Tabela 8.3.3: Resultados dos parâmetros de regressão linear - COPEL

CLUSTER	INTERCEPT	COEFICIENTES									
		EQUIPES	CHAVE_NA	CHAVE_NF	REUGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA_MT	FASE_TRI_MT	ISOLAMENTO_PROT_MT	LIM_80	R²
Cluster 0	29,12	-1,49	0,00	0,00	-0,21	-0,11	0,00	-0,04	0,07	0,08	0,39
Cluster 1	41,17	-0,52	0,02	-0,05	0,24	-0,20	0,00	0,00	0,18	-0,01	0,52
Cluster 2	46,65	0,39	0,04	-0,01	-0,12	0,12	0,07	-1,74	0,02	0,11	1,00
Cluster 3	29,34	-0,51	-0,02	0,00	-0,05	0,06	0,00	-0,02	0,06	-0,04	0,25
Cluster 4	4,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,00
Cluster 5	36,50	-2,04	-0,01	0,01	0,02	-0,06	0,00	-0,06	-0,04	0,01	0,44
Cluster 6	165,39	-8,94	1,12	-0,02	-0,43	0,58	-0,01	-0,47	1,18	0,36	0,37

Em tópicos:

- Os clusters 0, 1, 3, 5 e 6 tiveram como principal parâmetro o número de equipes alocadas na região;
- Já o cluster 2 apresentou como principal coeficiente o referente ao número de km de cabos trifásicos nos alimentadores.

De maneira geral, verifica-se que um parâmetro de grande impacto para os indicadores de continuidade das empresas é a quantidade de equipes alocadas na região. Os parâmetros de quantidade de chaves religadoras, chaves com automação e chaves NA também apresentaram fortes correlações.

8.4. Avaliação técnica e econômica de futuros investimentos

Após identificar o comportamento dos clusters, é possível realizar uma avaliação técnica e econômica de cada conjunto, considerando as quadrículas internas e, consequentemente, a análise da empresa como um todo. Para o estudo em questão, optou-se pela métrica do *payback* simples, indicando a relação entre os investimentos necessários, os custos operacionais adicionais e os benefícios percebidos em função da melhoria do DEC. O cálculo do *payback* é dado pela equação a seguir:

$$PAYBACK = \frac{\text{Investimentos}}{(\text{Benefícios} - \text{Custo Operacional})}$$

8.4.1. Comportamentos médios

Para o cálculo dos indicadores da avaliação é necessário avaliar o comportamento médio dos clusters. Pela definição dos clusters, tem-se que o comportamento do conjunto médio apresenta o valor médio dos resultados. Em outros termos, se o cluster fosse representado por apenas uma quadrícula seria aquela com os valores médios dos parâmetros analisados. Na Tabela 8.4.1 é apresentado, como exemplo, o caso de três clusters da CELESC, por meio do número total de clientes, o número de equipamentos para cada 100 mil clientes e o DEC do conjunto.

Tabela 8.4.1: Comportamento médio - Clusters 0, 1 e 2 - CELESC

Cluster	Clientes	EQUIPES	CHAVE NA	CHAVE NF	RELIGADOR	TELECO MANDO	P_ALVENARIA MT	FASE_TRI MT	ISOLAMENTO PROT_MT	LIM_80	D_DEC
Cluster 0	33.330	4	482	6.240	117	186	54.519	1.960,93	137,66	18	11,37
Cluster 1	8.819	8	568	7.992	188	263	88.830	3.239,75	158,34	334	15,03
Cluster 2	34.977	2	315	3.989	75	116	32.374	1.284,92	74,90	8	9,24

Definido o cluster médio, infere-se que as quadrículas com resultados piores que a média podem alcançar esse valor se tiverem parâmetros idênticos aos valores médios do conjunto. A partir dessa premissa serão definidos os equipamentos adicionais e o respectivo benefício, buscando o comportamento médio do cluster.

Cabe a observação de que a clusterização é um estudo baseado na busca de semelhanças, e, por isso, adota-se o comportamento médio. Para a realização de estudos diretos de causa e efeito seriam necessárias simulações de rede, capturando a melhoria dos indicadores, e permitindo regressões de causa e efeito. A abordagem de efeito médio apresenta resultados satisfatórios quando existem discrepâncias entre as amostras estudadas, como se configura o caso do estudo. A limitação do método é não possibilitar mensurar melhorias nas quadrículas com desempenho melhor que a média.

8.4.2. Obtenção dos custos

Depois da definição da metodologia e dos parâmetros de estudo foi realizado o

levantamento dos custos relativos a cada item em cada empresa. Os valores dos equipamentos foram obtidos através do RCP (Relatório de Controle Patrimonial) e a melhoria do DEC é realizada pelo valor da tarifa de aplicação residencial B1 de cada concessionária. Para as equipes foi adotado o custo médio entre diferentes tipos de equipes disponibilizado em documento detalhado da COPEL. Os custos obtidos são apresentados na Tabela 8.4.2.

Tabela 8.4.2: Custos médios por Item-empresa

Empresa	EQUIPES	CHAVE_NA	CHAVE_NF	RELIGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA MT	FASE_TRI MT	ISOLAMENTO PROT_MT	LIM_80	D_DEC
CEEE	270.000	7.938	3.341	30.944	36.963	1.662	19.722	14.870	4.897	465,02
CELESC	270.000	3.330	5.440	8.012	18.710	1.791	16.703	13.492	3.328	430,33
COPEL	270.000	15.083	12.979	43.843	51.595	2.180	13.949	11.459	3.222	437,01

8.4.3. Definição do número de equipamentos adicionais necessários

Os equipamentos adicionais necessários para cada quadrícula adquirir o comportamento médio do cluster foram obtidos usando a metodologia a seguir:

- 1) Verificação se a quadrícula apresenta um valor superior ao DEC de referência, considerando uma tolerância chamada de diferença da média;
- 2) Verificação se a quadrícula apresenta uma contribuição relevante para o conjunto. Esse valor é definido pelo campo “contribuição”, podendo ser um valor de 0% a 100%;
- 3) Cálculo da diferença entre o número de equipamentos do cluster médio e o valor da quadrícula. Caso o valor seja negativo, ele é adicionado na quantidade de equipamentos adicionais requeridos. Caso não, é atribuído o valor zero, considerando que a quadrícula atende ao critério para aquele item;
- 4) Validação da correlação entre o item e o respectivo coeficiente do cluster, para verificar se ele contribui diretamente para redução do DEC. Caso a correlação seja de aumento, é atribuído o valor zero (em vermelho na tabela).

Um exemplo de aplicação da metodologia é apresentado na Tabela 8.4.3, com a análise por quadricula e a totalização dos itens.

Tabela 8.4.3: Exemplo de contabilização do número de equipamentos adicionais necessários

Quadric.	Cluster	EQUIPES	CHAVE NA	CHAVE NF	RELIGADOR	TELECO MANDO	P_ALVENARIA MT	FASE_TRI MT	ISOLAMENTO PROT_MT	LIM_80	DEC	CONTR
2230	Cluster 0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	2	12,25	13,8%
2231	Cluster 0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	10,23	11,5%
2393	Cluster 0	1	38	112	6	10	0	0,00	0,00	10	18,03	11,7%
2394	Cluster 0	0	0	0	0	0	0	0,00	6,38	2	17,64	14,1%
2475	Cluster 0	4	230	2.963	54	103	8.407	984,87	88,43	0	14,02	34,7%
1987	Cluster 1	1	67	807	23	33	2.605	309,01	18,87	0	62,97	12,1%
1988	Cluster 1	0	12	99	4	6	6	41,96	3,30	0	64,89	2,0%
2152	Cluster 2	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	9,45	2,9%
2232	Cluster 2	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0	10,40	24,8%
TOTAL		6	0	3.075	87	142	0	350,97	94,81	14		

8.4.4. Simulação e obtenção dos resultados para cada empresa

A simulação para cada empresa levou em conta a variação dos parâmetros de diferença e contribuição, com o objetivo de obter um montante de investimentos da ordem de 1% do valor da base total existente. Além disso, determinou-se para valoração de benefício do DEC, 0,5% do mercado da empresa, considerando o *range* do Fator X de melhoria na ordem de 5% a 20%. Os resultados de CEEE, CELESC e COPEL são apresentados nas Figuras 8.4.1, 8.4.2 e 8.4.3, respectivamente.

O memorial de cálculo individual por empresa é apresentado nos **ANEXOS IV e V** do **Segundo Relatório**. O anexo é uma planilha em Excel em que é possível verificar os cálculos por cluster e quadrícula, além de verificar os parâmetros considerados nas simulações, sendo permitida a alteração de preços, percentuais de diferença, contribuição e manutenção do cluster no plano final.

CEEE

Contribuição	diferença da Média
1%	5%

DEC 1	DEC 2	Dif TOTAL
18,48	14,430	4,050

EFETUA	CLUSTER	EQUIPES	CHAVE_NA	CHAVE_NF	RELIGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA_MT	FASE_TRI_MT	ISOLAMENTO_PROT_MT	LIM_80	D_DEC
SIM	Cluster 0	0	0	474	11	23	1.494	0	0	0	16,31
SIM	Cluster 1	18	0	0	5	0	0	25	122	0	4,61
SIM	Cluster 2	8	0	2.026	27	0	0	0	0	0	14,23
SIM	Cluster 3	3	113	0	0	0	59	0	5	0	2,37
SIM	Cluster 4	0	224	150	4	0	988	0	6	3	19,80
SIM	Cluster 5	4	214	331	4	0	0	0	4	1	2,66
Não	Cluster 6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
TOTAL		33	551	2.981	51	23	2.541	24,56	137,51	4	4,050
		9,97%	2,58%	7,40%	4,12%	0,70%	0,92%	0,06%	6,25%	2,45%	21,92%
CUSTOS		270.000	7.938	3.341	30.944	36.963	1.662	19.722	14.870	4.897	465,02
Valoração		8.910.000	4.374.053	9.959.193	1.578.160	850.156	4.222.913	484.354	2.044.821	19.590	16.555.170
		Equipe/ANO (MM)		Investimento (MM)		Benefício/Ano (MM)					
		8,91		23,53		16,56					
		9,97%		1,37%		payback		3,08			

Figura 8.4.1: Resultado da simulação – CEEE

CELESC

Contribuição	diferença da Média
1%	5%

DEC_1	DEC_2	Dif_TOTAL
10,85	8,436	2,414

EFETUA	CLUSTER	EQUIPES	CHAVE_NA	CHAVE_NF	RELIGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA_MT	FASE_TRI_MT	ISOLAMENTO_PROT_MT	LIM_80	D_DEC
SIM	Cluster 0	5	0	3.075	60	0	0	0	95	14	1,77
SIM	Cluster 1	4	0	0	39	56	0	605	0	0	5,87
SIM	Cluster 2	0	0	0	0	0	0	0	15	5	0,88
SIM	Cluster 3	0	266	0	0	0	3.755	494	44	3	1,87
SIM	Cluster 4	1	0	0	21	0	2.092	288	13	0	11,44
Não	Cluster 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
SIM	Cluster 6	0	524	0	15	49	0	271	0	0	0,27
TOTAL		10	790	3.075	135	105	5.847	1.658,07	166,44	22	1,747
		4,72%	4,97%	1,54%	3,13%	1,63%	0,30%	2,34%	3,79%	0,42%	16,10%
CUSTOS		270.000	3.330	5.440	8.012	18.710	1.791	16.703	13.492	3.328	430,33
Valoração		2.700.000	2.631.087	16.726.493	1.081.616	1.964.580	10.469.287	27.694.939	2.245.565	73.211	12.285.753

Equipe/ANO (MM)	Investimento (MM)	Benefício/Ano (MM)
2,70	62,89	12,29
4,72%	1,05%	payback simples 6,56

Figura 8.4.2: Resultado da simulação – CELESC

COPEL

Contribuição	diferença da Média
3%	3%

DEC 1	DEC 2	Dif TOTAL
9,07	7,468	1,602

EFETUA	CLUSTER	EQUIPES	CHAVE_NA	1,00	RELIGADOR	TELECOMANDO	P_ALVENARIA_MT	FASE_TRI_MT	ISOLAMENTO_PROT_MT	LIM_80	D_DEC
SIM	Cluster 0	12	0	0	296	341	0	3.744	0	614	3,20
SIM	Cluster 1	3	0	115	0	26	0	0	0	0	0,56
SIM	Cluster 2	0	0	39	6	0	0	0	0	30	1,40
Não	Cluster 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
SIM	Cluster 4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
Não	Cluster 5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00
SIM	Cluster 6	4	0	587	121	0	6.135	587	0	205	19,38
TOTAL		19	0	741	423	367	6.135	4.331,07	0,00	849	1,284
		5,18%	0,00%	0,37%	5,07%	3,81%	0,33%	5,78%	0,00%	4,61%	14,16%
CUSTOS		270.000	15.083	12.979	43.843	51.595	2.180	13.949	11.459	3.222	437,01
Valoração		5.130.000	0	9.617.521	18.545.699	18.935.321	13.376.938	60.415.684	0	2.735.721	15.110.859

Equipe/ANO (MM)	Investimento (MM)	Benefício/Ano (MM)
5,13	123,63	15,11
2,44%	0,61%	payback 12,39

Figura 8.4.3: Resultado da simulação – COPEL

O resultado consolidado de todas as empresas é apresentado na Tabela 8.4.4.

Tabela 8.4.4: Resultados da simulação da avaliação técnica e econômica de futuros investimentos por empresa

Empresa	Investimento (MM)	Equipe/ANO (MM)	Benefício/Ano (MM)	D_DEC	Payback
CEEE	23,53	8,91	16,56	4,05	3,08
CELESC	62,89	2,70	12,29	1,75	6,56
COPEL	123,63	5,13	15,11	1,28	12,39

8.5. Estudo de caso

Na Seção 8.4, foi estudado de maneira macro como a melhoria tecnológica das redes pode trazer melhorias aos indicadores de continuidade, e quais tipos de equipamentos apresentam maior impactos nos indicadores de cada agrupamento elaborado. Nesta Seção é apresentado um estudo de caso em que se avalia essa proposta de implantação de mais equipamentos em redes de determinados clusters.

Para realização deste estudo, é utilizado o Módulo de Alocação Ótima de Religadores do software SINAPgrid, plataforma que possibilita a análise integrada de redes de energia elétrica de alta, média e baixa tensão. Neste módulo, é utilizado algoritmo genético e premissas como valor da energia não distribuída e custo do equipamento para se sugerir a quantidade e ponto ótimos de uma alocação de religadores nas redes.

Os esquemáticos das redes foram obtidos a partir das informações da BDGD de 2019, disponibilizada pelas distribuidoras. Para a análise proposta foram selecionados três conjuntos elétricos (um por empresa) que apresentaram DGC superior a 1, incorrendo na superação dos limites regulatórios. A Tabela 8.5.1 identifica os conjuntos escolhidos.

Tabela 8.5.1: Conjuntos elétricos selecionados para o estudo de caso

Empresa	Conjunto	Cluster	Subestações
COPEL	TUNAS	6	Tunas, Adrianopolis e Cerro Azul
CELESC	OTACILIO COSTA	4	Otacilio Costa
CEEE	SANTA VITORIA DO PALMAR	4	Santa Vitoria do Palmar e Marmeleiro

Primeiramente, os indicadores de continuidade das redes foram ajustados, utilizando-se o banco de ocorrências da empresa e os valores apurados pela ANEEL para o conjunto (valores na Tabela 8.5.3). Na Tabela 8.5.2, apresentam-se as premissas do cálculo, sendo o valor de energia não distribuída e o custo do equipamento os mesmos valores médios utilizados na análise da Seção 8.4. Além disso, foram adotadas uma taxa anual de retorno de 7,5% e um tempo de vida útil do equipamento de 20 anos.

Tabela 8.5.2: Premissas de cálculo para o estudo de caso

Empresa	Conjunto	Custo END (R\$/MWh/ano)	Custo Equip. (R\$)
COPEL	TUNAS	R\$ 437,01	R\$ 43.843,00
CELESC	OTACILIO COSTA	R\$ 430,43	R\$ 8.012,00
CEEE	SANTA VITORIA DO PALMAR	R\$ 465,02	R\$ 30.944,00

Ao aplicar o módulo nestes conjuntos, são obtidos os resultados sintetizados na Tabela 8.5.3, na qual identifica-se o número de religadores NA e NF alocados, os indicadores DEC e FEC, a energia não distribuída (END) e as compensações antes e depois da alocação proposta.

Tabela 8.5.3: Resultados sintetizados para o estudo de caso

Empresa	Conjunto	Chaves (quant.)		DEC (h)		FEC (interrup.)		END (MWh)		Compensação (milhares de R\$)	
		NA	NF	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois	Antes	Depois
COPEL	TUNAS	3	16	57,36	42,57	27,44	20,39	302,50	171,29	449,52	238,33
CELESC	OTACILIO COSTA	1	5	24,45	16,57	12,07	8,22	20,83	10,35	2,28	0,00
CEEE	SANTA VITORIA DO PALMAR	4	16	86,05	58,06	21,95	12,32	2567,1	1698,2	2560,01	1341,48

Por fim, as Figuras 8.5.1, 8.5.2 e 8.5.3 esquematizam nas redes as localizações das chaves automatizadas alocadas pelo algoritmo do módulo. A apresentação completa dos resultados obtidos do estudo de caso podem ser recapitulados na **Seção 4.4 do Segundo Relatório**.

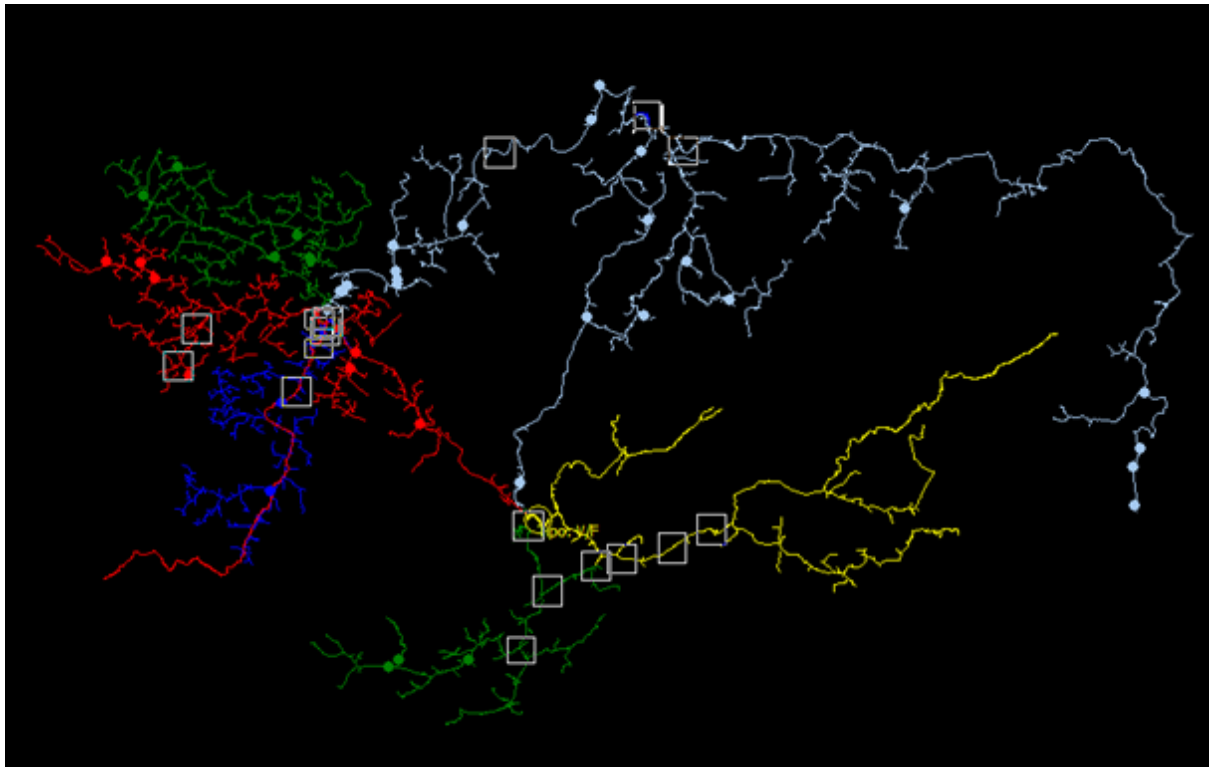


Figura 8.5.1: Localização das chaves automatizadas - COPEL

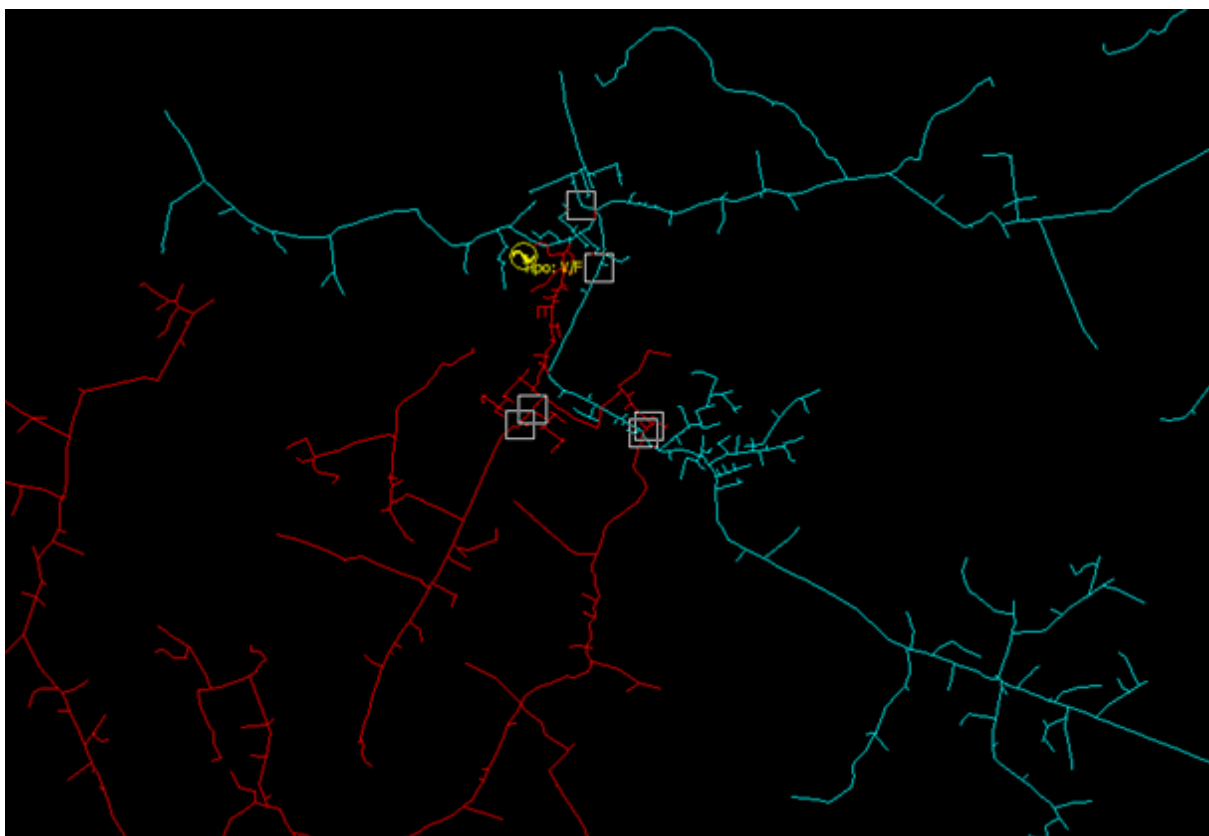


Figura 8.5.2: Localização das chaves automatizadas - CELESC



Figura 8.5.3: Localização das chaves automatizadas - CEEE

Como resultados das simulações, verificou-se que a implantação de novas chaves nestes conjuntos, de fato, impactaria de maneira significativa no indicador DEC, gerando benefícios de qualidade na rede conforme apontado pelos estudos (Seção 8.4), contribuindo para a componente de reconfiguração das redes quando se pensa em resiliência do sistema.

9. Sugestões de tecnologias que podem ser aplicadas no Brasil e contribuições regulatórias

A capacidade de enfrentar de maneira adequada eventuais adversidades e alta capacidade de adaptação é o que resume o conceito de resiliência. Aplicando o conceito nos termos de setor elétrico, trata-se da habilidade do sistema de retornar ao seu estado normal, mesmo em caso de eventos extraordinários.

Durante muito tempo, as distribuidoras e órgãos reguladores vem trabalhando com indicadores que apontam para o nível de robustez e confiabilidade da rede. Tendo em vista as análises dos modelos de previsão climática, essa abordagem já não se mostra suficiente, em que se pese a intensificação de eventos de maior intensidade nas próximas décadas.

Quanto maiores os riscos climáticos, maior a importância de se proteger ou contornar as áreas expostas das linhas aéreas. À medida que a regulação evolui, cada vez mais as distribuidoras reguladas assumem maior importância para a resiliência das comunidades que atendem, incluindo a operabilidade de instalações críticas (hospitais, delegacias de polícia, etc.), proteção e resposta a ataques cibernéticos e garantia de resultados sociais (como redução de GEE e acesso à eletrificação de qualidade em comunidades menos favorecidas).

A realidade das mudanças climáticas precisa ser de fato encarada e enfrentada por empresas, consumidores e pelos reguladores, mesmo com o crescimento dos custos de manutenção dessas instalações.

As ações referentes à melhoria de resiliência da rede podem ser divididas em três grandes partes:

- Reforço de rede: via abordagens tradicionais, como substituição de postes, enterramento de ativos e desenvolvimento de defesas contra inundações;
- Incentivos para desenvolver maior flexibilidade do sistema: por meio de investimentos em redundância, reconfiguração de rede, recursos de energia distribuída (RED), microrredes e participação dos clientes para limitar o

impacto de eventos extremos (através de programas de resposta da demanda);

- Intensificação da eficácia de restauração: com o aumento de recursos para reduzir ao mínimo o tempo de interrupção.

Nas próximas apresentam-se análises e contribuições regulatórias relativas a cada um dos grandes blocos acima desmembrados (**Seção 5 do Terceiro Relatório**), destacando-se as principais tecnologias (**em negrito**) que podem ser aplicadas para a melhoria da resiliência de rede em contexto nacional, considerando abordagens tradicionais já existentes e conceitos emergentes internacionalmente (**Seção 3.1 do Segundo Relatório**).

9.1. Reforço de rede

No âmbito da ANEEL, a descrição da metodologia de cálculo das tarifas das distribuidoras demonstra que existe no arcabouço regulatório mecanismos referentes ao incentivo do quesito qualidade na prestação do serviço de distribuição.

Por outro lado, também fica claro que a atual regulação econômica está claramente mais voltada para as questões de qualidade do serviço, relativas à confiabilidade, como indicadores DEC e FEC, DIC e FIC, TMA, nível de tensão, etc. Não se trata de incentivos no sentido voltados para a resiliência das redes de distribuição de energia.

A atuação da ANEEL é pautada por um conjunto do que nomeou “Objetivos Regulatórios” para o segmento de distribuição, que são:

- Universalização do acesso à energia;
- Qualidade técnica da energia (continuidade do serviço e conformidade da tensão);
- Qualidade do atendimento comercial;
- Redução de perdas;
- Eficiência de custos;
- Eficiência energética; e
- Sustentabilidade econômico-financeira.

O principal desafio que se apresenta à ANEEL é o de desenvolver mecanismos que

visem equilíbrio entre dois pilares fundamentais:

- O ambiente regulatório não se deve constituir como barreira à introdução de novas tecnologias, de modo que o setor elétrico possa se beneficiar das possibilidades viabilizadas por inovações;
- Ao mesmo tempo, a inserção dessas novas tecnologias não pode ocorrer a qualquer custo, devendo ocorrer de forma que os custos e benefícios sejam compartilhados de forma equilibrada entre distribuidoras, consumidores e demais partes envolvidas.

À ANEEL, cabe a definição de patamares considerados razoáveis e o estabelecimento de limites regulatórios (“o que deve ser feito”). Já as distribuidoras devem gerir todos os recursos para alcançar o objetivo da melhor forma, escolhendo entre vários mecanismos disponíveis (“como deve ser feito”).

Nesse sentido, entende-se que a regulação atual para a remuneração dos investimentos contempla os requisitos necessários para que sejam suportados maiores investimentos em reforços de rede. Assim, as concessionárias podem incorporar em seus planos de investimentos **critérios de redes mais robustas em áreas críticas**, desde que tecnicamente fundamentadas, para posterior justificativa dos investimentos a serem realizados, caso seja necessário.

No caso de haver necessidade de melhorias massivas e custosas, que estruturalmente podem melhorar significativamente a qualidade do serviço e a resiliência, como processos de **substituição massiva de padrões** ou **enterramento da rede** devem ser objeto de aprovação e negociação prévia.

Na referência internacional, destaca-se, por exemplo, a solicitação da Florida Power and Light (FPL), em 2020, ao órgão regulador (FPSC), da aprovação de sua estratégia de enterramento das redes para os próximos 25 anos – uma solução com mecanismos de aprovação regulatória e de recuperação de custos.

9.2. Flexibilidade do sistema

Quanto à questão de flexibilizar a rede de distribuição, observa-se uma relação íntima com a adoção de novas tecnologias, tais como:

- **Automação das redes:** possibilitando atuações remotas, **restauração automática, remanejamento de cargas e reconfiguração de circuitos** sem a necessidade de atuação humana, eliminando falhas e permitindo avanços em termos de qualidade;
- **Gestão de processos e de pessoas:** além de ações de operação e manutenção, que também são influenciados positivamente pelo avanço tecnológico, ainda que não sejam necessariamente relacionados à implantação de equipamentos de rede;
- **Uso de sistemas de geração distribuída e de armazenamento instalados pelos consumidores:** opção de fornecimento próprio de maneira local quando a rede principal (ou a conexão até ela) se encontra danificada. O **ilhamento** de determinado circuito pode ser solução para alívio de milhares de consumidores;
- **Prestação de serviços ancilares:** há de se avaliar se as soluções de rede continuarão sendo as de menor custo global, haja vista ser possível sanar alguns problemas da rede com o despacho de recursos energéticos distribuídos.

Os esforços de melhoria da resiliência, que implicam a elevação dos custos de rede, podem prejudicar o relacionamento da distribuidora com os clientes e com os órgãos reguladores, caso ações não sejam capazes de comprovar uma melhora no desempenho dos serviços. Uma estratégia de resiliência convincente deve incluir incentivos, métricas e modelagem, que formarão a base para uma abordagem colaborativa entre órgãos reguladores e distribuidoras de serviços públicos.

Destaca-se, em contexto nacional, a existência de um projeto piloto, realizado pela COPEL (COPEL, 2021), no sentido de constituição de microrredes e minigeradores. Encontra-se em curso uma chamada pública para que a Companhia realize a compra de energia proveniente de geradores conectados ao sistema de distribuição. A iniciativa é voltada a produtores independentes de energia de pequeno e médio porte,

incluindo minigeradores. Para vender energia à distribuidora, será necessário atender ao requisito de constituir uma microrrede, permitindo o atendimento à carga por meio de geração e armazenamento locais, em situações de desconexão da rede principal.

Reforça-se que embora iniciativas como este projeto piloto da COPEL possam indicar um caminho para novas iniciativas do gênero, há também algumas mudanças regulatórias que poderiam minorar os riscos do investimento em flexibilidade e que poderiam ser consideradas pela ANEEL.

Na regulação atual, há um desincentivo na adoção de novas tecnologias em função do descasamento entre o investimento e sua remuneração no tempo, já que estes investimentos usualmente envolvem a adoção de equipamentos como sistemas de telecomunicações e TI, os quais possuem tempo de vida útil menores que os considerados regulatoriamente em virtude principalmente da obsolescência tecnológica dos dispositivos.

Isso pode ser corrigido através da adoção de uma das seguintes medidas:

- Diminuição do tempo de vida útil regulatória;
- Reconhecimento prévio de investimentos em novas tecnologias com aprovação de um plano de investimentos e remuneração dentro do ciclo tarifário, ou;
- WACC específico para esse tipo de investimento.

Salienta-se que essas práticas já são adotadas em alguns países que desejam incentivar a maior flexibilidade da rede.

9.3. Intensificação da eficácia de restauração

No sentido de atuar na questão da restauração dos serviços de energia elétrica de maneira mais rápida, sugere-se a **adoção de Grupos de Assistência Mútua**. Em dois dos países revisados na Seção 4.3, Japão e Estados Unidos, essa prática já é adotada de maneira voluntária pelas empresas.

Todavia, ressalta-se o que foi levantado pela associação de reguladores dos EUA (NARUC), quanto aos desafios que se coloca na sua atividade:

- A coordenação da logística é altamente complexa e demanda planejamento: em termos de transporte, alimentação, hospedagem, comunicação;
- As pressões políticas devem ser levadas em consideração: pressão local para impedir que as distribuidoras distribuam ajuda para outras áreas pode reduzir a capacidade de lidar com uma interrupção em vários estados com a maior eficiência;
- Burocracia: principalmente quando do atendimento além de fronteiras estaduais;
- A assistência mútua é cara, mas é economicamente vantajosa: a empresa que recebe ajuda deve reembolsar as equipes convocadas por seu tempo, hospedagem e refeições. No entanto, isso é muito mais econômico do que distribuidoras manterem equipes de emergência adicionais e/ou contratadas para resposta a eventos de baixa frequência;
- Restrições de financiamento: em distribuidoras menores, os recursos são mais limitados e pode haver falta de supervisão para rastreamento, monitoramento e mitigação de riscos à infraestrutura;
- Especificidades de sistemas elétricos: particularidades das redes de diferentes empresas podem dificultar a recomposição do sistema, uma vez que os técnicos convocados estão mais familiarizados com os sistemas da sua região original de atuação;
- Questões relacionadas à distância de viagem: muitas vezes, as equipes de restauração de serviços públicos devem viajar longas distâncias para chegar às áreas afetadas por interrupções nos serviços da distribuidora. Pode também haver resistência das equipes para realização do deslocamento;
- Tempo de resposta: restaurar serviços de energia para as comunidades em tempo hábil pode ser um desafio devido aos problemas como dificuldade de acesso a áreas com interrupções;
- Regras de segurança e terminologia: os mesmos termos podem ter significados distintos para diferentes distribuidoras, o que pode ser um mais um desafio a ser superado.

Uma questão que provavelmente pode dificultar a adoção do conceito de assistência mútua diz respeito à sua financiabilidade. Como fora ressaltado anteriormente, esse

método de restauração rápida da operação da rede é caro, mas provavelmente menos dispendioso do que ter mais funcionários disponíveis para as eventualidades.

Em se tratando de custos de OPEX, entende-se ser possível incorporar tais montantes nos custos normais das empresas, e que estes sejam devidamente reconhecidos pelo regulador. Em caso do acionamento do mecanismo de assistência mútua, os gastos adicionais da distribuidora com esses recursos se transformariam em componente financeiro da tarifa, sendo compensado no próximo reajuste tarifário anual. O reconhecimento desses custos teria que ser previamente acordado com a ANEEL, através de mudanças no PRODIST (ANEEL, 2021) e PRORET (ANEEL, 2016).

Existindo a figura do Grupo de Assistência Mútua, é de suma importância que todas as distribuidoras da região participem, ampliando a sua área de abrangência e aumentando o compartilhamento de expertise entre os diversos grupos técnicos das empresas. Da mesma forma, os consumidores da região Sul em sua totalidade estariam sendo abrangidos pelas vantagens oriundas da assistência mútua.

Nos casos em há necessidade de reforço das turmas operacionais permanentes das distribuidoras, sugere-se que seja incorporado ao cálculo do *benchmark* via DEA – *Data Envelopment Analysis*, o *input* de Riscos Ambientais, que seria considerado nas análises de eficiência da distribuidora, já adicionado o OPEX relacionado.

10. Conclusão

O assunto resiliência de redes elétricas apesar de antigo, tomou outras dimensões com os atuais eventos climáticos (ex: ciclone-bomba), de modo que todo material e casos analisados são relativamente recentes, existindo uma série de vertentes a serem estudadas. O relatório, ainda que extenso e complexo, traz um recorte do impacto das questões climáticas no planejamento e operação de redes elétricas, focando na absorção e recuperação de impactos e como isso afeta o tempo de interrupção do serviço. O estudo envolveu o cruzamento de diversas bases endógenas e exógenas ao sistema elétrico, não usualmente relacionadas, sob as quais foram montadas regressões para correlacionar eventos, características de rede, operação do sistema e impactos na rede, com o intuito de identificar, promover e avaliar opções de melhoria.

A partir da análise dessas bases de dados das empresas CEEE, CELESC e COPEL, foi preparado um relatório de avaliação de regiões que podem ser mais impactadas pelas futuras mudanças climáticas. Dessa forma, a partir da revisão do conceito de resiliência, tecnologias que são utilizadas internacionalmente e avaliação da atual situação da base das empresas avaliadas, foram verificadas algumas regiões que poderiam receber mais investimentos a fim de se melhorar seus indicadores de continuidade.

De maneira sumarizada, foram apontadas como contribuições para as distribuidoras:

- No que diz respeito aos esforços mecânicos das redes, destaca-se que existem regiões que os comprimentos dos vãos contínuos podem provocar esforços nos postes de maneira a causar colapso das redes em situações extremas de ventos;
- Estas regiões foram identificadas, de maneira georreferenciada, para que sirvam de pontos de atenção aos planejadores;
- Quanto aos equipamentos de redes, verifica-se que a alocação de chaves automatizadas, religadores e chaves de socorro em determinadas regiões contribui de maneira positiva com os indicadores de qualidade;
- Destaca-se ainda que os agrupamentos de regiões que apresentam os piores indicadores também são os que possuem menor quantidade média de

equipamentos com essas tecnologias;

- Dessa forma, o estudo procurou de maneira qualitativa avaliar os impactos da alocação de novos equipamentos em determinadas regiões críticas para melhorar os indicadores globais das distribuidoras.

De maneira geral, salienta-se que caberá ao agente regulador, aos consumidores e às próprias empresas distribuidoras, compreender melhor o processo das mudanças climáticas, de forma que o desenvolvimento e a manutenção dos recursos necessários para lidar com esses eventos justifiquem significativos custos iniciais e contínuos. Também é necessário entender que a capacidade inexplorada que permanecerá durante os períodos sem eventos não deve ser interpretada como desperdício de investimento. Variações nos padrões de temperatura, precipitação, vento e insolação ao longo do território nacional, além dos possíveis danos ocasionados por eventos extremos, como secas, enchentes e ciclones podem impactar a disponibilidade dos serviços de distribuição e da oferta de energia. Sendo assim, é necessário que tanto os empreendimentos quanto a infraestrutura de energia revisem sua vulnerabilidade a tais fenômenos e assegurem que o sistema elétrico seja mais resiliente aos mesmos.

A conclusão desse estudo é que os esforços para o aumento da resiliência de redes devem ser focados em 3 quesitos principais:

- Reforçar a rede
- Desenvolver maior flexibilidade do sistema
- Intensificar a eficácia da restauração

É possível que a ênfase em um item maior que nos outros dois possa ocorrer, em função das características da empresa, disponibilidade de recursos e entendimento do regulador. O reforço da rede é importante, mas geralmente exige maiores investimentos e requer um tempo maior para a sua implementação, como, por exemplo, o enterramento seletivo de redes. Uma vez que os riscos climáticos estão crescendo, a flexibilidade talvez seja um fator de aumento da capacidade de adaptação das respostas em casos de eventos climáticos extremos. Dessa forma, torna-se interessante uma combinação ótima dos três itens, em conjunto a planejamento estratégico e modificações no arcabouço regulatório.

Nesse último aspecto, considerando que nosso setor de regulação da distribuição é objeto de forte ação regulatória por parte da ANEEL, algumas necessidades que entendemos serem abrangidas por ações por parte do regulador são apresentadas a seguir.

Com relação aos reforços de rede, pondera-se a criação de mecanismos que possam servir de estímulo às distribuidoras, considerando áreas que estejam sendo mais afetadas por efeitos climáticos. Para tanto, o PRORET 2.3 – Base de Remuneração Regulatória – poderia estabelecer incentivos como a inclusão desses investimentos como parte de um Plano de Negócios ex-ante. Dessa forma, a distribuidora poderia fazer jus ao recebimento de remuneração ainda no ciclo tarifário vigente, em contraposição à atual metodologia empregada pela ANEEL de remuneração ex-post, com recebimento apenas no ciclo posterior ao investimento.

No que tange a flexibilidade do sistema, foram elencados na Seção 9.2 três alternativas para incentivo a investimento em inovações tecnológicas. Nesse caso, o PRORET 2.3 e MCPSE poderiam prever a diminuição do tempo de vida útil regulatória, adotar planos prévios de investimentos ou uma taxa WACC específica para esse tipo de equipamento.

Quanto ao item de intensificação da eficácia de restauração (Seção 9.3), que trata da utilização de Grupos de Assistência Mútua, sugere-se a consideração de tais montantes como custos operacionais, e como tal, seriam previstos no PRORET 2.2 – Custos Operacionais. Também poderiam ser considerados à semelhança de componentes financeiros, sendo acrescentados como um item do PRORET 4.4 A – Demais Componentes Financeiros. Finalmente, aponta-se a necessidade de ajustes no PRODIST – Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição, abrangendo as questões operacionais das equipes dos Grupos de Assistência Mútua.

Do ponto de vista da distribuidora, ressalta-se que as questões relacionadas ao item de flexibilidade do sistema devem ser consideradas em seus processos de planejamento de rede e de mercado. No mais, a criação de vínculos operativos com institutos de pesquisa ou empresas do setor de meteorologia pode antecipar de maneira mais precisa a necessidade de uso de equipes oriundas dos Grupos de Assistência Mútua e o seu planejamento logístico.

11. Referências bibliográficas

AMBRIZZI, T. et al. The state of the art and fundamental aspects of regional climate modeling in South America. **Annals of the New York Academy of Sciences**, v. 1436, n. 1, p. 98-120, 2019.

AMIRIOUN, M. H.; AMINIFAR, F.; LESANI, H. **Resilience-oriented proactive management of microgrids against windstorms**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 33, n. 4, p. 4275-4284, 2017.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária no Sistema Elétrico Nacional – PRORET Módulo 2** - Revisão Tarifária Periódica das Distribuidoras de Distribuição de Energia Elétrica, 2016.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Relatório de Avaliação de Resultado Regulatório nº 001/2019-SRD/ANEEL**. Avaliação da Regulação Relativa às Interrupções em Situação de Emergência (ISE). Brasília, p. 33, 2019.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. 2020a. **Relatórios do Sistema de Apoio a Decisão**. Brasília: ANEEL, 2020a. Disponível em:
<<http://www2.ANEEL.gov.br/area.cfm?idarea=550>>. Acesso em: 13 nov. 2020.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0015/2020-SRD/ANEEL**. Análise de contribuições referentes à Tomada de Subsídios no 5/2019 sobre a Avaliação de Resultado Regulatório (ARR) das regras relativas à possibilidade de expurgos nos indicadores de continuidade motivados por Interrupção em Situação de Emergência (ISE). Brasília, p. 4, 2020b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8** – Qualidade da Energia Elétrica, 2021.

ASSAD, E. D.; MARTINS, S. C.; BELTRÃO, N. E **Impacts of climate change on the agricultural zoning of climate risk for cotton cultivation in Brazil**. Pesquisa Agropecuária Brasileira, Brasília, v. 48, n. 1, p.1-8. 2013.

BARBETTA, P. A. **Estatística aplicada às ciências sociais**. Ed. UFSC, 2008.

BAJAY, S.; JANNUZZI, G. M.; HEIDEIER, R. B.; VILELA, I. R. et. al., 2018. **Geração distribuída e eficiência energética – reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro.** IEI Brasil. 1ª Edição. Campinas, 2018.

BELLOUIN, N. et al. The HadGEM2 family of met office unified model climate configurations. **Geoscientific Model Development**, v. 4, n. 3, p. 723-757, 2011.

BIE, Z.; LIN, Y.; LI, G.; LI, F. **Battling the extreme: A study on the power system resilience.** Proceedings of the IEEE, v. 105, n. 7, p. 1253-1266, 2017.

BHUSAL, N.; ABDELMALAK, M.; KAMRUZZAMAN, M.; BENIDRIS, M. **Power system resilience: Current practices, challenges, and future directions.** IEEE Access, v. 8, p. 18064-18086, 2020.

BROWN, R. E. **Cost-benefit analysis of the deployment of utility infrastructure upgrades and storm hardening programs.** Quanta Technology, Raleigh, 2009.

BRUNEAU, M.; CHANG, S. E.; EGUCHI, R. T.; LEE, G. C.; O'ROURKE, T. D.; REINHORN, A. M.; SHINOZUKA, M.; TIERNEY, K.; WALLACE, W. A.; VON WINTERFELDT, D. **A framework to quantitatively assess and enhance the seismic resilience of communities.** Earthquake spectra, v. 19, n. 4, p. 733-752, 2003.

CABINET OFFICE. **Keeping the country running: Natural hazards and infrastructure. Improving the UK's ability to absorb, respond to and recover from emergencies.** Londres, Reino Unido: Cabinet Office, 2011. 98 p.

CAMPBELL, R. J. **Weather-related power outages and electric system resiliency.** Congressional Research Service, p. 1-15, 2012.

CEEE. **ETD-00.010 – Cordoalha de Aço** - Mar/2008

CEEE. **NTD-00.055 – Instalação de Condutores Nus** - Mai/2010

CEEE. **P.81.003 – Estruturas Para Redes Aéreas com Condutores Nus** – Ago/2016

CEEE. **PAD-11.001 – Materiais Para Redes Aéreas de Distribuição em Orla e Demais Áreas** - Set/2019

CEEE. **PAD-11.058 – Compartilhamento de Infraestrutura** - Ago/2019

CEEE. **PTD-00.007 – Estruturas Para Redes de Distribuição Aérea com Cabos Cobertos Fixados em Espaçadores** - Mar/2012

CELESC. **NTD-00.001 – Redes Urbanas** - Jul/2013

CELESC. **NTD-00.055 – Procedimento de Distribuição** – 21/05/2010

CELESC. **IT-81.002 – Elaboração de Projetos de Redes Aéreas de Distribuição Rurais**
– Jun/2015

CELESC. **E-313.0002 – Estruturas Para Redes Aéreas Convencionais de Distribuição** -
Fev/2014

CELESC. Centrais Elétricas de Santa Catarina. **Relatório de Interrupção por Situação de Emergência – Período do Evento: 30 junho a 12 julho de 2020**. Florianópolis: CELESC, 2020. Disponível em: <<https://CELESC.com.br/arquivos/rise/geral/CELESC-30-06-a-12-07-2020.pdf>> . Acesso em: 16 out. 2020.

CHOU, S. C. et al. Evaluation of the Eta simulations nested in three global climate models. **American Journal of Climate Change**, v. 3, n. 05, p. 438, 2014a.

CHOU, S. C. et al. Assessment of climate change over South America under RCP 4.5 and 8.5 downscaling scenarios. **American Journal of Climate Change**, v. 3, n. 05, p. 512, 2014b.

CHOWDHURY, A.; KOVAL, D. **Power distribution system reliability: practical methods and applications**. John Wiley & Sons, 2011

CIREN. Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution. **Resilience of Distribution Grids – Working Group**. CIREN, 2018. 107 p.

CODI - RTD 21.05 – **Metodologia de dimensionamento de estruturas para redes aéreas de distribuição rural**

CODI - RTD 21.06 – **Metodologia de dimensionamento de estruturas para redes aéreas de distribuição urbana**

CODI – RTD 22 – **Metodologia para cálculo de engastamento de postes**

CODI - RTD 23 – **Metodologia de cálculo de estruturas para linhas aéreas de distribuição**

CODI - RTD 24 – **Metodologia de cálculo de estruturas para redes aéreas de distribuição**

CODI – RTD 26 – Tabela de trações e flechas para cabos condutores

COLLINS, W. J. et al. Development and evaluation of an Earth-System model–HadGEM2. **Geosci. Model Dev. Discuss**, v. 4, n. 2, p. 997-1062, 2011.

CONED. Consolidated Edison. **Storm hardening and resiliency collaborative report**. Tech. rep., Consolidated Edison Company of New York Inc., New York, 2013.

COPEL. **NTC 841001 – Projetos de Redes de Distribuição Urbana**

COPEL. **NTC 851001 – Dimensionamento de Estruturas**

COPEL. **NTC – Montagem de Redes de Distribuição Aérea – 02/12/2020**

COPEL. **Geração distribuída para constituição de micro redes**. Curitiba: COPEL, 2021. Disponível em: <<https://www.copel.com/hpcweb/microrredes/>>. Acesso em: 10 mai. 2021.

CYRILLO, I. O.; PELEGRINI, M. A.; BORGER., F. G.; BELLUZZO, W.; LONGUE, C. A.; TAHAN, C. M. V. **Conversão de redes aéreas em subterrâneas: o que a sociedade deseja?** XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – SENDI, São Paulo, Brasil, nov., 2010.

DA SILVA JÚNIOR, L. H.; ALMEIDA, A. N.; NUNES, A.; GONÇALVES, A. O. **Disposição a pagar pelo restabelecimento imediato de energia elétrica: uma aplicação do método de valoração contingente**. *Perspectiva Econômica*, v. 13, n. 1, p. 71-85, 2017.

DKKV, UNISDR. German Committee for Disaster Reduction, United Nations – International Strategy for Disaster Reduction. **Emerging challenges for early warning systems in context of climate change and urbanization**. Humanitarian & Development Network, CH 1296 Coppet, Suíça, set. 2010.

DOE. U.S. Department of Energy. **Hardening and resiliency: US energy industry response to recent hurricane seasons**. Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, US Department of Energy, OE/ISER Final Report, 2010.

EEl. Edison Electric Institute. **Before and After Storm: A compilation of recent studies, programs, and policies related to storm hardening and resiliency**. Washington D.C., EUA: EEl, mar. 2014. 530 p.

EPRI. Electrical Power Research Institute. **Enhancing distribution resiliency: Opportunities for applying innovative technologies**. Relatório técnico. Palo Alto, EUA: EPRI, jan. 2013. 20 p.

ESPINOZA, S.; PANTELI, M.; MANCARELLA, P.; RUDNICK, H. **Multi-phase assessment and adaptation of power systems resilience to natural hazards**. Electric Power Systems Research, v. 136, p. 352-361, 2016.

FARBER, B.; LARSON, R. **Estatística Aplicada**. 4ª Edição. São Paulo, 2010.

FEPC. The Federation of Electric Companies of Japan. **Annual Review**. Disponível em: <https://www.fepec.or.jp/english/environment/annual_review/index.html>. Acesso em 10 mai. 2021.

FINSTER, M.; PHILLIPS, J.; WALLACE, K. **Front-line resilience perspectives: the electric grid**. Argonne National Lab. (ANL), Argonne, IL (United States), 2016.

FPSC. Florida Public Service Commission. 2020. **Electric Utility Distribution Reliability Reports**. Disponível em: <<http://www.psc.state.fl.us/ElectricNaturalGas/ElectricDistributionReliability>>. Acesso em: 30 out 2020.

GHOLAMI, A.; SHEKARI, T.; AMIRIOUN, M. H.; AMINIFAR, F.; AMINI, M. H.; SARGOLZAEI, A. **Toward a consensus on the definition and taxonomy of power system resilience**. IEEE Access, v. 6, p. 32035-32053, 2018.

IEA – International Energy Agency, 2016. **Energy Policies of IEA Countries: Japan 2016 Review**.

INE – Instituto Nacional de Estadísticas Chile. Disponível em: <<https://www.ine.cl/estadisticas/economia/energia-y-medioambiente>>

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate Change 2001: The Scientific Basis**. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, Reino Unido e New York, EUA: Cambridge University Press, 2001. 881 p.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. **Climate change 2013: The physical science basis**. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, Reino Unido e New York, EUA: Cambridge University Press, 2013. 1535 p.

JUFRI, F. H.; WIDIPUTRA, V.; JUNG, J. **State-of-the-art review on power grid resilience to extreme weather events: Definitions, frameworks, quantitative assessment methodologies, and enhancement strategies**. Applied Energy, v. 239, p. 1049-1065, 2019.

LEI, S.; WANG, J.; CHEN, C.; HOU, Y. **Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters**. IEEE Transactions on Smart Grid, v. 9, n. 3, p. 2030-2041, 2016.

MARENGO, J. A.; NOBRE, C.A.; SALATI, E.; AMBRIZZI, T. **Caracterização do clima atual e definição das alterações climáticas para o território brasileiro ao longo do Século XXI**. Sumário Técnico. CPTEC/INPE; IAG/USP; FBDS. Ministério do Meio Ambiente. Secretaria de Biodiversidade e Florestas. Diretoria de Conservação da Biodiversidade, 54p. 2007.

MORENO, R.; PANTELI, M.; MANCARELLA, P.; RUDNICK, H.; LAGOS, T.; NAVARRO, A.; ORDONEZ, F.; ARANEDA, J. C. **From Reliability to Resilience: Planning the Grid Against the Extremes**. IEEE Power and Energy Magazine, v. 18, n. 4, p. 41-53, 2020.

NARUC. The National Association of Regulatoru Utility Commissioners. **Regional Mutual Assistance Groups: A Primer**. NARUC Grants & Research, 2015.

NBR 5422 – **Projeto de Linhas Aéreas de Transmissão de Energia Elétrica**, de fevereiro/1985

NBR 6123 - **Forças devidas ao vento em edificações**, de junho/1988

NERC. North American Electric Reliability Corporation. Severe Impact Resilience Task Force. **Severe impact resilience: Considerations and recommendations**. Relatório técnico. NERC, Atlanta, EUA, 2012.

Norma Técnica GED – 3648 – **Projeto de Rede de Distribuição – Cálculo Mecânico** – CPFL Energia – versão 2.9 – 03/04/2020.

PANTELI, M.; CROSSLEY, P. A.; KIRSCHEN, D. S.; SOBAJIC, D. J. **Assessing the impact of insufficient situation awareness on power system operation**. IEEE Transactions on power systems, v. 28, n. 3, p. 2967-2977, 2013.

PANTELI, M.; MANCARELLA, P. **The grid: Stronger, bigger, smarter?: Presenting a conceptual framework of power system resilience.** IEEE Power and Energy Magazine, v. 13, n. 3, p. 58-66, 2015.

PANTELI, M.; TRAKAS, D. N.; MANCARELLA, P.; HATZIARGYRIOU, D. **Boosting the power grid resilience to extreme weather events using defensive islanding.** IEEE Transactions on Smart Grid, v. 7, n. 6, p. 2913-2922, 2016.

PANTELI, M.; TRAKAS, D. N.; MANCARELLA, P.; HATZIARGYRIOU, N. D. **Power systems resilience assessment: Hardening and smart operational enhancement strategies.** Proceedings of the IEEE, v. 105, n. 7, p. 1202-1213, 2017.

PELEGRINI, M. A.; ANUATTI NETO, F.; BORGER, F. G.; BELLUZZO, W.; CYRILLO, I. O.; TAHAN, C. M. V.; LONGUE, C. A. **Avaliação da disposição a pagar dos consumidores por melhor qualidade do serviço e enterramento da rede.** VI Congresso de Inovação Tecnológica em Energia Elétrica – CITENEL, Fortaleza, Brasil, ago., 2011.

PGI. PowerGrid International. 2019. **Con Edison strengthens storm hardening efforts with Siemens mobile substations.** Disponível em: < <https://www.power-grid.com/2019/02/05/con-edison-strengthens-storm-hardening-efforts-with-siemens-mobile-substations/> > Acesso em: 9 nov. 2020.

QUANTA. Quanta Technology. **Planning for Integration of Distributed Generation, Energy Storage and Microgrids in Smart Distribution Systems.** Distributech Conference & Exhibition, New Orleans, EUA, 2019.

ROSA, Flávio Alberto Figueiredo. **Avaliação de novos atributos para estabelecimento de metas de DEC e FEC em redes de distribuição.** 2009.

SHEKARI, T.; AMINIFAR, F.; SANAYE-PASAND, M. **An analytical adaptive load shedding scheme against severe combinational disturbances.** IEEE Transactions on Power Systems, v. 31, n. 5, p. 4135-4143, 2016.

SUEYOSHII, T., & GOTO, M., 2015. **Japanese fuel mix strategy after disaster of Fukushima Daiichi nuclear power plant: Lessons from International comparison among industrial nations measured by DEA environmental assessment in time horizon.** Energy Economics

TAHERI, B.; SAFDARIAN, A.; MOEINI-AGHTAIE, M.; LEHTONEN, M. **Distribution System Resilience Enhancement via Mobile Emergency Generators**. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020.

TON, D. T.; WANG, W.T.P. A more resilient grid: **The US department of energy joins with stakeholders in an R&D plan**. IEEE Power and Energy Magazine, v. 13, n. 3, p. 26-34, 2015.

UN-WATER. **Climate Change Adaptation: the pivotal role of water**. Policy Break. p.1. 2010.

WANG, Z.; WANG, J. **Self-healing resilient distribution systems based on sectionalization into microgrids**. IEEE Transactions on Power Systems, v. 30, n. 6, p. 3139-3149, 2015.

WHITSON, J. C.; RAMIREZ-MARQUEZ, J. E. **Resiliency as a component importance measure in network reliability**. Reliability Engineering & System Safety, v. 94, n. 10, p. 1685-1693, 2009.